Zamin Azmoon Group

زمین‌شناسی نفت

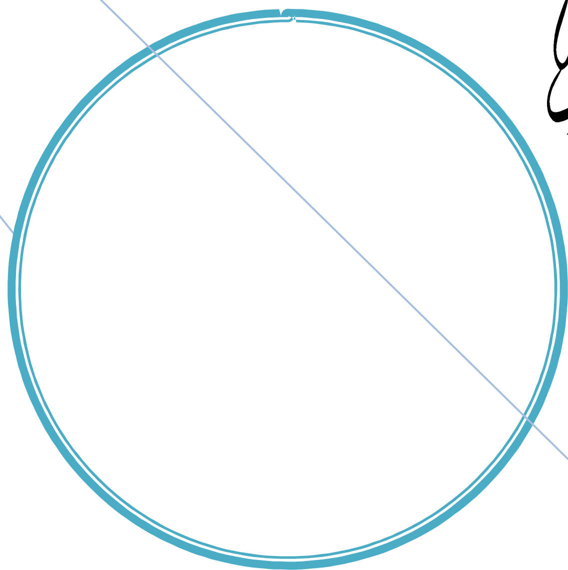
آمادگی آزمون کارشناس‌ارشد و دکتری زمین‌شناسی

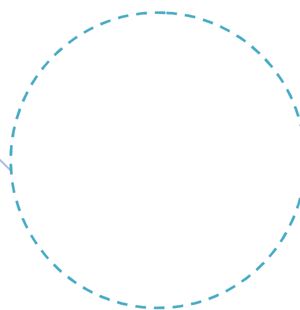
گروه آموزشی و پژوهشی زمین آزمون

Dr. Ramin Samadi
www.zaminazmoon.com



بسم الله الرحمن الرحیم







جزوات وقف عام گروه زمین آزمون

غیر قابل فروش



زمین‌شناسی نفت

جزوات آمادگی آزمون کارشناسی‌ارشد زمین‌شناسی

تألیف: گروه زمین آزمون

تذکر: گروه مولفین زمین آزمون مطابق حقوق مؤلفان و مصنفان مصوب مجلس محترم شورای اسلامی با افراد حقیقی یا حقوقی که از نام یا محتوای جزوات تألیفی گروه زمین آزمون به‌صورت غیرقانونی و بدون مجوز جهت فروش استفاده و یا جزوات غیر قابل فروش گروه را در شبکه‌های مجازی و یا موسسات به فروش برسانند از طریق مراجع قانونی برخورد مقتضی را خواهد نمود. فروش کلیه جزوات آمادگی آزمون کارشناسی‌ارشد و دکتری زمین‌شناسی گروه آموزشی زمین آزمون توسط افراد حقیقی یا حقوقی و یا مؤسسات آموزشی ممنوع و این جزوات وقف عام است.

بسمه تعالی

پیامبر خدا (صلی الله علیه و آله و سلم) فرمودند:

هرگاه مؤمن یک برگه که روی آن علمی نوشته شده باشد از خود بر جای گذارد، روز قیامت آن برگه پرده میان او و آتش می شود و خداوند تبارک و تعالی به ازای هر حرفی که روی آن نوشته شده، شهری هفت برابر پهناورتر از دنیا به او می دهد.

سلام علیکم؛

ایزد دانا را سپاس می گوییم که ما را یاری بخشید تا بتوانیم در زمینه تحقق آرمان های علمی و میهنی خویش، گامی دیگر برداریم. «زمین آزمون» با هدف ایجاد بانک اطلاعاتی جزوات آمادگی آزمون کارشناسی ارشد و دکتری زمین شناسی و نیز کمک به دانشجویان و محققین این رشته در سال ۱۳۸۶ آغاز به فعالیت نمود. در این راه استادان و دانشجویان و پژوهشگران محترمی با همفکری خود به ما یاری رسانده اند که اگر این همفکری و کمک ها نبود شاید این مهم ناتمام می ماند.

اکنون به پاس ۱۰ سال تلاش صادقانه گروه آموزشی و پژوهشی زمین آزمون، هزاران امید و تلاش به ثمر نشسته است و فرهیختگان بسیاری همراه ما با موفقیت در دوره های کارشناسی ارشد و دکتری زمین شناسی تحصیل نموده اند. برای پاسداشت علم و ترویج علم مقدس زمین شناسی، گروه زمین آزمون کلیه جزوات آمادگی آزمون کارشناسی ارشد و دکتری زمین شناسی خود را به صورت وقف عام به همه فرهیختگان جامعه علمی زمین شناسی ایران تقدیم می نماید. شایسته است از زحمات آقای مهندس مجتبی رجبی، خانم دکتر نرگس شیردشت زاده، خانم مهندس پیترا محمودزاده، آقای مهندس رسول صادقی و دیگر بزرگواران تقدیر گردد. بی گمان این مجموعه از کاستی ها و نواقص احتمالی مبری نیست ولی می تواند مسیری روشن را پیرامون داوطلبان محترم و پژوهشگران گرامی بگشاید. پیروزی و موفقیت شما را در تمامی آزمون های زندگی آرزومندیم.

مدیر گروه مؤلفین زمین آزمون

دکتر رامین صمدی

زمین‌شناسی نفت

سیالات زیر سطحی

مهم‌ترین سیالات زیرسطحی: آب و هیدروکربن

تقسیم‌بندی آب منفذی بر چه اساسی است؟ ۱- براساس نحوه قرارگیری ۲- پیدایش

۱- *پیدایش*

۱- آبهای جوی: آبهای منفذی موجود در سطح زمین که از نفوذ آب باران بوجود می‌آیند. PH ↓ و از اکسیژن غنی‌اند و فاقد شوری؛↓

۲- آبهای فسیل: به آب میان روزنه‌ای می‌گویند که برای مدتی در چرخه هیدرولیکی وجود نداشته است. از کجا: آب اولیه محبوس در رسوبگذاری که نشان‌دهنده‌ی شوری اولیه در محیط رسوبگذاری است؛

۳- آبهای جوان؛

۴- آب مخلوط: مخلوطی از گروههای دیگر آبهای زیر سطحی.

۲- براساس نحوه قرارگیری در داخل مخزن

۱- آب آزاد یا جاری ۲- آب ثابت یا کاهش نیافتنی (irreducible water)

۱- در داخل منافذ سنگ مخزن وقتی که تحت تأثیر اختلاف فشار قرار گیرد، حرکت نماید.

۲- به آسانی در مخزن نمی‌تواند حرکت کند. آب ثابت یا به سطح کانی چسبیده و یا در داخل شبکه مویین به تله افتاده است.

مقیاس درجه شوری آب منفذی: ppm یا میلی‌گرم در لیتر

شوری آب دریا: ۳۵۰۰۰ ppm

معمولترین آنیونها و کاتیونهای زیر سطحی: $K^+, Mg^{2+}, Na^+, Co_3^{2-}, So_4^{2-}, Cl^-$

شوری آب منفذی هدایت الکتریکی سنگ‌ها را کنترل می‌کند این پارامتر برای محاسبه میزان آب اشباع شدگی سنگ مخزن به کار می‌رود.

در ماسه سنگها با ↑ عمق = شوری ↑

نرخ افزایش شوری بطور متوسط ۱۰۰ppm در هر کلیومتر است. این نسبت در مورد شیل‌ها بسیار پایین است. افزایش میزان شوری سیالات منفذی در ماسه سنگها نسبت به عمق مربوط به: خاصیت غربالی شیل‌ها نسبت به نمک است. شیل‌ها از حرکت نمک از داخل ماسه سنگها در هنگام تراکم جلوگیری می‌کنند.

دمای زیر سطحی:

تعریف شیب زمین گرمایی: نسبت افزایش دما به عمق که از حوضه‌ای به حوضه‌ی دیگر متفاوت است.

کاربرد دانستن شیب زمین گرمایی: برای درک زمان زایش هیدروکربن از سنگ منشأ

شیب زمین گرمایی بر حسب سانتیگراد بر km

$$Geothermal\ \ Gradient = \frac{Tolept - Tsurface}{depth} \times ۱۰۰۰$$

برای تخمین شیب زمین گرمایی: در هر اندازه‌گیری، چرخش کل حفاری باید متوقف شود.

متوسط شیب زمین گرمایی: $۳۰^{o}C/Km$

کمترین مقدار شیب زمین گرمایی مربوط به سپرنمای پرکامبرین

حوضه فروزوئیک = متوسط

گنبدهای نمکی بعلت داشتن هدایت الکتریکی بالا دارای شیب زمین گرمایی بالایی می‌باشند، مناطق ریختی دارای شیب زمین گرمایی بالایی می‌باشند. بالاترین شیب زمین گرمایی مربوط به حوضه‌های پشت کمانی می‌باشد.

ایزوترم: خطوط هم دما

براساس استفاده از اطلاعات شیب زمین گرمایی چند چاه رسم می‌کنند که اگر بالا باشد بصورت برآمدگی (گنبدهای نمکی) و اگر کم باشد بصورت فرو رفتگی (دیاپیرگلی)

فشار زیر سطحی: بعد از تدفین، سنگها در زیر فشار طبقات بالایی قرار می‌گیرد؛ فشار طبقات بالایی شامل فشار لیتواستاتیک (شامل وزن طبقات بالایی که بصورت دانه‌دانه به سمت پایین منتقل می‌شود) و فشار هیدرواستاتیک (در اثر وزن ستون سیالات منفی می‌باشد).

فشار لیتواستاتیک حدود ($۱ psi/ft$) برای سنگهایی با چگالی $۲/۳\ gr/cm^{۳}$

گرادیان فشار بستگی به میزان شوری آب دارد.

	گرادیان فشار
گاز طبیعی	۰/۰۱
نفت خام	۰/۳۵
آب دریا	۰/۴۶۶
آب شیرین	۰/۴۳۳
فشار سیتواستاتیک	۱/۵

فشار خالص: اختلاف فشار لیتواستاتیک و هیدرواستاتیک

انواع فشار سازنده در یک مخزن:

۱- تحت نرمال
۲- نرمال: اگر گرادیان فشار سیال برابر با گرادیان هیدروستاتیک
۳- فوق نرمال

در چه شرایطی حاصل می‌شود؟ وقتی حاصل می‌شود که سنگ کاملاً تراوا باشد و توسط سنگهای غیرتراوا محدود نشده باشد و بتواند با محیط اطراف خود به تعادل هیدرواستاتیکی برسد.

فشار تحت نرمال: فشار سیالات منفذی کمتر از فشار هیدرواستاتیک باشد.

در چه زمانی: این وضعیت زمانی شکل می‌گیرد که سنگها در بین سنگهای ناتراوا محدود باشد.

فشار تحت نرمال به چه دلیل بوجود می‌آید؟ ۱- بعلت بهره‌برداری زیاد از مخزن ۲- فرایندهایی که باعث انبساط حجم منافذ و یا انقباض سیالات منفذی می‌شود.

انبساط حجم چه زمانی شکل می‌گیرد؟ در اثر کاهش فشردگی سنگ در طی بالا آمدگی و فرسایش و همچنین ایجاد شکستگی‌های کششی در سنگ حاصل می‌شود.

انقباض سیالات منفذی: در اثر کاهش شیب زمین گرمایی در طول زمان زمین‌شناسی و کاهش دمای مخزن و در نتیجه انقباض سیال منفذی بوجود می‌آید.

فشار فوق نرمال: وقتی که فشار سیالات منفذی سازند بیش از فشار هیدرواستاتیک بعلت مخاطره‌آمیز بودن فشار فوق نرمال، دانستن علل و نحوه توزیع زون‌های با فشار بالا در یک منطقه بسیار مهم است.

عوامل ایجاد فشار فوق نرمال:

۱- فرایندهای آرتزین ۲- ساختمانی ۳- تراکمی ۴- دیاژنزی

۱- فشار آرتزین: هنگامی که سطح پیزومتریک در یک منطقه بالای سطح زمین باشد در چنین حالتی فشار هیدرواستاتیک مخزن بایستی از سطح پیزومتریک محاسبه شود و گرنه مقدار آن کم تخمین زده خواهد شد.

لایه‌های پرفشار: اگر سرعت رسوبگذاری و تدفین سریع باشد رسوبات فرصت از دست دادن آب منفذی را نخواهد داشت، در چنین حالتی اگر رسوبات بین لایه‌های غیرتراوا و ایزوله باشند یکسری عدسی‌های فشار بالا ایجاد می‌شود. در این حالت از تماس دانه‌ها و سیمانی شدن جلوگیری می‌شود زیرا آب منفذی اجازه تراکم طبیعی را به رسوبات نمی‌دهد.

بلوغ کروژن یکی دیگر از علل ایجاد فشار بالا می‌باشد.

تبدیل کروژن به هیدروکربن، تغییر از فاز جامد به مایع است که با افزایش حجم و افزایش فشار منفذی در سیستم بسته همراه است.

فشار سازندی: قبل از حفر چاه باید تخمین زده شود. چرا؟ تا بتوان گل حفاری و جدارهای مناسب برای چاه بکار برد.

محاسبه فشار سازندی در حالت نرمال

$$P_{fm} = P_s + (TVD \times Ge)$$

پس از تخمین فشار سازندی از گل حفاری مناسب جهت جلوگیری از فوران چاه استفاده می‌کنند.

فشار هیدروکسی حاصل از گل حفاری در ته چاه:

$$P_{mad} = P_s + (TVD \times Gm)$$

چگالی گل حفاری بر حسب پوند در گالن (ppg)

حفارها از گل حفاری با چگالی ۱ppg استفاده می‌کنند تا فشار گل حفاری بر فشار سازندی غلبه کند در چنین حالتی فیلتر گل حفاری وارد بخش تراوا می‌گردد.

اگر فشار سازندی در هر عمق، بیشتر از فشار هیدرولیکی گل حفاری باشد، سیال سازند به داخل چاه جریان خواهد یافت.

اگر سیال دارای گاز باشد، گاز طی بالا آمدن افزایش حجم پیدا نموده و چگالی گل کاهش می‌یابد و فشار هیدرولیکی نیز کاهش می‌یابد.

اندازه‌گیری فشار در چاه:

هدف اصلی RFT اندازه‌گیری فشار مخزن است.

آزمایش‌های فشار فزاینده است.

این آزمایش در چاه‌های تولید، به منظور اندازه‌گیری فشار سازند و اندازه‌گیری تراوایی صورت می‌گیرد.

$$P_{ws} = P_i - ١٦٢.٦\ q\mu B / kh \times [\log(t + \Delta t)/\Delta t]$$

$$Y = mx + b$$

$$Y = PWS, M = ١٦٢.٢\ q\mu B / kh\ ,\ b = pi\ , x = \log(t+\Delta t)/\Delta t$$

از روی این فرمول می‌توان تراوایی سازند را محاسبه کرد.

خواص فیزیکی و شیمیایی و منشأ هیدروکربن‌ها:

روش بهره‌برداری در مهندسی تولید و مخزن به خواص فیزیکی و شیمیایی هیدروکربن‌های موجود در یک مخزن بستگی دارد.

۱- گازهای غیرهیدروکربنی

۲- گازهای هیدروکربنی

گازهای زیر محیطی:

غیرهیدروکربنی: $CO_2\ , H_2S$ که بصورت آلی و غیرآلی می‌تواند باشد.

CO_2 از دو روش بوجود می‌آید: ۱- از اکسیداسیون مواد آلی که توسط نفوذ آبهای زیرزمینی یا تجزیه باکتریایی و یا ترکیبی از هر دو باشد.

این فرایندها چه زمانی انجام می‌شوند: ۱- از تجزیه شدن مواد آلی قبل از تبدیل آنها به هیدروکربن ۲- و در مراحل بعدی در طی تجزیه نفت

۲- در دومین راه تولید CO_2، بعد از دفن، در اثر آزاد شدن اکسیژن از مواد آلی این فرایند مقدم بر تولید نفت و گاز است.

H_2S: خاصیت خورندگی دارد، مضر بعنوان ابزار حفاری

سه روش تولید: ۱- در اثر عمل باکتری‌های احیا کننده سولفات بر روی سولفات‌های فلزی که این عمل در حضور آب و ترکیبات کربنی، کربنات مغزی و بهمراه گاز CO_2 و H_2S تولید می‌کند.

این فرایند در چه محلی صورت می‌گیرد؟ در آبهای راکد، لب شور، فاقد اکسیژن

۲- تشکیل H_2S در اثر تبدیل انیدریت است و در اثر حضور مواد آلی انیدریت به کلسیت تبدیل می‌شود که تولید H_2S می‌کند.

گازهای ترش غنی از H_2S در کجا تشکیل می‌شوند؟ در حوضه‌های هیدروکربنی دارای تبخیری فراوان

۳ - در طول بلوغ حرارتی نفت خام با سولفور بالا ایجاد می‌شود.

نبود هیدروکربن وجود توده آتشفشانی در زیر مخزن، کاملاً اشاره بر این دارد که گازهای دارای منشأ غیر آلی هستند و از سنگها نشأت گرفته‌اند. به نظر می‌رسد گازهای بی‌اثر زیر سطحی، دارای منشأ غیرآلی‌اند.

گازهای هیدروکربنی

تعریف چند واژه:

گاز آزاد: یک گاز هیدروکربنی است که هم در مخزن و هم بعد از استخراج بصورت فاز گازی باقی می‌ماند.

گاز محلول: گاز طبیعی حل شده در یک مخزن.

هنگام بهره‌برداری از یک مخزن اغلب در اثر کاهش فشار، گاز محلول بصورت گاز آزاد در می‌آید.

گاز همراه: گاز طبیعی است که بصورت کلاهک گاز در بالای ستون نفت‌خام یک مخزن است.

گاز نیمه همراه: گاز طبیعی درون یک مخزن است که فاقد نفت‌خام است.

گازهای طبیعی براساس ترکیب هیدروکربنی‌شان طبقه‌بندی می‌شوند.

گاز متان سبک‌ترین ترکیب هیدروکربنی است.

گاز خشک فقط دارای متان است.

گاز تر علاوه بر متان، اتان، پروپان، بوتان را هم دارد.

انواع مختلف مایعات هیدروکربنی

NGL: مایع گازی طبیعی، مایع هیدروکربنی جدا شده در جریان تولید گاز است که شامل نفت میعانی است و دارای ترکیب پنتانی می‌باشد.

LPG: گاز نفتی مایع شده، از هیدروکربن‌های گازی نظیر پروپان، بوتان که تحت تأثیر فشار به مایع تبدیل می‌شود.

LNG: گاز طبیعی مایع شده، از متان تشکیل شده است. تحت تأثیر فشار بصورت مایع درآمده که برای حمل‌ونقل و نگهداری مناسب است.

چگونگی زایش گازهای هیدروکربنی

اکثر گازهای هیدروکربنی از تغییر شکل مواد آلی تولید می‌شوند و یک گروه از آنها را گاز مرداب می‌گویند که بطور بیولوژیکی در اثر تجزیه باکتریایی مواد آلی تشکیل می‌شوند.

این عمل فقط در سطح و یا نزدیک به سطح اتفاق می‌افتد.

متان ساختمان تتراهدر دارد که به شکل گاز شیل یا گاز زمینه ثبت می‌شود.

متان اولین ساختمان مولکولی هیدروکربن سری پارافین‌هاست که فرمول پایه $C_n H_{2n+2}$ را دارا باشد.

اتان، پروپان، بوتان و گاهی پنتان از بلوغ حرارتی مواد آلی حاصل می‌شوند. وجود آنها دلالت بر نزدیکی به سنگ منشأ و یا مخزن هیدروکربنی دارد.

خواص هیدروکربن‌های گازی

$$PV = nRT$$

برای گاز ایده‌آل می‌باشد و نیروهای دافعه و جاذبه در نظر گرفته نمی‌شود و مولکولها وقتی با هم برخورد می‌کند انرژی‌شان ثابت نگه داشته می‌شود.

معادله حالت چه زمانی با ارزش است؟ زمانی که فشار کم و ثابت باشد.

هنگامی که فشار و درجه حرارت بالا است: قانون ایده‌آل با فاکتور نفوذپذیری یا Z تصحیح می‌شود.

$$PV = ZnRT$$

Z به ترکیب گاز، فشار و حرارت وابسته است.

هنگامی که فشار به صفر نزدیک می‌شود و تأثیر متقابل مولکول‌ها کم می‌شود رفتار گاز به گاز ایده‌ال تبدیل می‌شود و Z به ۱ نزدیک می‌شود.

رتباط بین حجم گازهای زیرسطحی و سطحی

کاربرد مهم قانون گاز حقیقی چیست؟

برای محاسبه حجم گاز زیر سطحی در شرایط سطحی است.

خرید و فروش گاز بر حسب حجم در چه شرایطی محاسبه می‌شود؟

در درجه حرارت و فشار استاندارد محاسبه می‌شود.

برای پی بردن به تغییرات حجمی گاز از شرایط فشار و درجه حرارت مخزن به فشار و درجه حرارت استاندارد در سطح زمین از چه راهی استفاده می‌شود؟ از فاکتور انبساط گازی

$$E = \frac{1}{Z} \cdot \frac{T_{sc}}{T} \cdot \frac{P}{P_{sc}}$$

ارزش E: بنا به فشار و درجه حرارت مخزن می‌تواند بسیار متغیر باشد ولی بصورت معمول ۲۰۰ می‌باشد.

شرایط استاندارد درجه حرارت و فشار: معمولاً ۶۰ درجه فارنهایت و یک اتمسفر ($14.7\ Psi$) است.

چگالی و گراموفی گاز

چگالی گاز (pg) در هر فشار و حرارتی برای قانون گازهای حقیقی محاسبه می‌شود.

$$Pg = \frac{MP}{ZRT}$$

برای بررسی جریان سیال مخزن چه فاکتوری لازم است؟ تخمین گرانروی لازم است.

زمانی که درجه حرارت و فشار گاز افزایش می‌یابد گراموفی با حرکت کمتر مولکولها بـا هـم تصـادف آزادانه بیشتر آنها، افزایش می‌یابد.

گراموفی بر حسب پواز و سانتی پواز است. یک سانتی پواز گرانومی آب در دمای ۲۰ درجه است.

گراموفی در مخزن ۰/۰۱ تا ۰/۰۵

گراموفی آب ۱ تا ۰/۵ سانتی‌پوز

نفت‌خام

چرا خواص فیزیکی و شیمیایی مخازن برای مهندسین مهم است؟

۱- بررسی حرکت سیالات درون مخزن ۲- مقدار واقعی تولید هیدروکربن

منشأ نفت:
- ۱- منشأ آلی
- ۲- منشأ غیرآلی

منشأ غیرآلی نفت

طرفداران این نظریه معتقدند که هیدروکربن‌ها در فشار و حـرارت بـالا در پوسـته و گـاهی در گوشـته تشکیل شده‌اند و سپس به قسمت‌های کم عمق مهاجرت کرده‌اند.

پایه‌های اصلی این نظریه: وجود متان در اتمسفر بعضی سیارات و وجود هیدروکربن در شهاب سنگها

بر طبق این نظریه طرفداران معتقدند در زمین آب، آهن و سولفور وجود دارد که در حرارت بـالا H و O جدا شده و H با کربن واکنش می‌دهد و تشکیل هیدروکربن می‌نماید سپس این هیدروکربن‌هـا از طریـق شکستگی‌ها بالا می‌آیند.

بعد از تشکیل زمین، متان به مقدار فراوان در زمین به دام افتاده که به مرور خارج شـده مقـدار ایـن خروج حدود $۱۰^{۷}$– $۱۰^{۶}$ است، بنابراین همراهی متان با آتشفشان ناشی از این پدیده‌ها است و ربطی به منشـأ غیرآلی ندارد. کمربندهای آتشفشانی در نواحی فازهای فشار بالا در نواحی فرورانش شکل گرفته‌اند. در ایـن نواحی چین‌خوردگی حاصل می‌شود که بعداً توضیح داده شده چین‌ها محل قله‌های نفتی هستند.

منشأ آلی نفت

در ابتدا طرفداران این نظریه معتقد بودند که هیدروکربن‌ها از مواد آلی بوجود می‌آید و این مسئله را از طریق شباهت‌های بین هیدروکربن و مواد آلی توجیه می‌کردند.

- شباهت ترکیب هیدروکربن‌ها با اسیدهای چرب، چربیها، پروئین‌ها
- مهم‌ترین چرخه کربن در طبیعت، در گیاهان و جانوران قرار دارد
- همراهی هیدروکربن‌ها با سنگهای رسوبی و تجمعات فسیلی

حمایت از نظریه منشأ آلی از طریق علمی:

میزان ایزوتوپ ۱۳ در نفت‌خام ۳۶- تا ۲۲- است که این مقدار مشـابه کـربن در گیاهـان و جـانوران است.

- میزان δ_{13}^{C} در سنگهای کربناته بسیار خطرناک است ۴+ تا ۴- که مقدار کربن در سنگهای ماگمایی ۲۰- تا ۲- است که نشانگر منشأ هیدروکربن‌ها است که بایستی از موجودات باشد.
- حضور هیدروکربن در فواصل زغال‌سنگی
- حضور پورنیرین در نفت‌خام که ترکیبش بسیار شبیه هموگلوبین است
- حضور هیدروکربن در بدن و بافت بعضی موجودات نیز تأییدی بر منشأ آلی نفت است

انواع عمده نفت‌خام

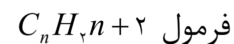
نفت‌های خام دارای H و C هستند که در ترکیبشان O و S و N هم وجود دارد، در ترکیب آنها مقدار بسیار کمی از فلزات غیرمعمول مانند نیکل و وانادیم وجود دارد. تعداد هیدروکربن در نفت‌خام بسیار زیاد است.

در ترکیب نفت‌خام: پارافین، نفتن، اروماتیک، رزین‌ها، آسفالتین‌ها

رزین و اسفالتین‌ها: هیدروکربن‌های خالص نیستند و در ترکیبشان C و H وجود دارد

پارانین و نفتن آروماتیک: هیدروکربن‌های واقعی هستند، هیدروکربن خالص هستند بطوریکه H کافی برای ترکیب با C دارا می‌باشند.

۱- پارافین‌ها: اولین نوع نفت خام پارافین‌ها هستند با نام اکنیز

فرمول 

ساده ترین و سبک‌ترین پارافین‌ها، متان هستند با CH_4

پارافین‌ها با کمتر از ۵ اتم کربن، در فشار و حرارت عالی، گازی هستند.

دیگر پارافین‌های گازی: اتان، پروپان، بوتان که گاهی اوقات C_1 تا C_4 نامیده می‌شوند C_5 تا C_{15} پارافین‌ها در حرارت و فشار عالی مایع‌اند.

هیدروکربن‌ها بیشتر از C_{15} به شدت ویسکوز هستند و حالت واکسی دارند.

انواع پارافین‌ها CHO هم مشاهده می‌شود.

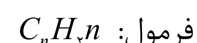
انواع مولکولهای پارافینی: که با افزایش یک اتم کربن و ۲ اتم هیدروژن به وجود می‌آید $n-penthan$ زنجیری مستقیم.

$n-penthan$ - iso زنجیری شاخه‌دار = معمول‌تر هستند.

از نظر شیمیایی یکسان‌اند اما از نظر فیزیکی متفاوت از این رو ایزوپنتان نقطه جوش بالاتری نسبت به ان پنتان دارد.

پارافین‌ها تشکیل دهنده اصل هیدروکربن گازی هستند و در نفت سفید و گازولین فراوانند.

۲- نفتن‌ها: سیکلوالکینز

فرمول: 

نفتن‌ها مانند پارافین‌ها دارای فرمول اشباع شده هستند ولی نفتن‌ها دارای ساختمان مولکولی حلقوی بسته است.

نفتن‌ها از ۳ تا ۳۰ اتم کربن در حلقه‌هایشان قرار دارد.

متداولترین نفتن‌ها: ۱- سیکلو پنتان C_5H_{10} (یک حلقه پنج اتم کربنـی) ۲- سـیکلو هگـزان C_6H_{12} (یک حلقه ۶ اتم کربنی)

هیدروکربن‌های اشباع شده ۶۰ درصد نفت خام را تشکیل می‌دهد.

۳- آروماتیک‌ها: آروماتیک‌ها نسبت به هیدروژن غیر اشباع هستند.

ساختمان آروماتیک‌ها بر پایه یک حلقه شش اتمی کربن است که ساده‌ترین شکل آن بنزن است کـه به آن حلقه بنزنی می‌گویند.

در بنزن تمام اتمها بسته به حلقه‌ی کربن، هیدروژن است.

گروه عمده اروماتیک‌ها چگونه تشکیل می‌شوند؟ از جانشین شدن مولکول های پارافینی به جای اتـم هیدروژن در حلقه بنزنی شامل:

۱- تولوئن $C_6H_5-CH_3$ ۲- اتیل بنزن $C_6H_5C_2H_5$ ۳- نافالن $C_{10}H_8$ ۴- آنتراسن $C_{14}H_{10}$

اروماتیک‌ها در حرارت و فشار عالی مایع‌اند و در نفت سبک نسبتاً کم و در نفتهای سنگین بـه مقـدار فراوان یافت می‌شوند، دیگر اروماتیکهای مهم بنزن و گزیلن هستند.

۳- رزین - آسفالتین‌ها: ترکیبات پیچیده‌ای دارند. این هیدروکربن‌هـای ناخـالص اغلـب بـه ترکیبـات O,N,S معروف‌اند زیرا در ترکیباتشان S,O,N دارند که بعضی از آنها جانشین کربن حلقه اروماتیک می‌شوند.

ترکیبات O,N,S وزن مولکولی بالایی دارند از سنگین‌ترین اجزای تشکیل دهنده نفت خام هستند کـه به همراه آروماتیک‌ها یافت می‌شود.

برای تشخیص ترکیب نفت از کروماتوگراف گاز استفاده می‌شود.

عناصر فرعی در نفت خام: گوگرد، اکسیژن، نیتروژن

گوگرد سومین عنصر فراوان بعد از C و H است.

نفت‌هایی که بیش از ۱٪ گوگرد دارند پرگوگرد و کمتر از ۱٪ گـوگرد دارنـد کـم گـوگرد و اکسـیژن ۰/۰۵٪ وجود دارند که در ترکیب آلی شامل اسیدها (در نفت جوان و نابالغ فراوان هستند) و الکل‌هاست.

کاربرد این ترکیبات: جهت شناسایی نوع موجودات به وجود آورنده مفید هستند.

در تمام نفت‌های خام گوگرد ۰/۱ تا ۰/۹ وجود دارد و در نفتهای سبک، کم و در نفت‌های سنگین به مقدار فراوان یافت می‌شوند.

تقسیم‌بندی نفت‌های خام

از مهم‌ترین طبقه‌بندی‌ها تیوت و وسته برای طبقه‌بندی نفت خام می‌باشد.

سه جزء اصلی تشکیل دهنده نفت خام: پارافین‌ها، نفتن‌ها، به همراه آروماتیک‌ها و NSO است.

مزیت روش تیوت و وسته: برای تفکیک نفت خام به کار می‌رود و مسیررسانی نفت را از طریـق بلـوغ حرارتی و یا تجزیه باکتریایی نشان می‌دهد.

نفت‌های پارافینی عموماً سبک هستند و اگر چه مومی و واکسی هستند اما محتوی گوگرد آنهـا کـم بوده و نفت‌های بالغی می‌باشند.

نفت‌های خام به شش گروه تقسیم می‌شوند:

۱- پارافینی
۲- نفتی: خیلی نادر هستند
۳- پارافینی - نفتی: دارای چگالی متوسط بوده و حاوی نفت گراموفی با مقدار گوگرد پایین
۴- اروماتیک نفتینیک
۵- اروماتیک اسفالتی
۶- اروماتیک حد واسط: نسبتاً سنگین و حاوی گوگرد زیادی است (خاورمیانه)

پارافینی نفتی و اروماتیک حدواسط عمده نفت دنیا را تشکیل می‌دهند.

اساس کار پالایشگاهها: تقطیر یا تفکیک هیدروکربنی است با استفاده از حرارت اجـزای هیـدروکربنی که با نقطه جوش متفاوت از یکدیگر تفکیک می‌شوند.

چه عواملی موجب می‌شود نقطه جوش افزایش یابد؟ ۱- افزایش وزن مولکـول ۲- افـزایش چگـالی و گراموفی

تقطیر نشان می‌دهـد بیشـترین درصـد هیـدروکربن‌هـا (۷۰-۱۸۰) از C_1 هیـدروکربن سـنگین C_{10} تشکیل شده‌اند.

در طی تقطیر نفت خام مواد هیدروکربنی به ترتیب زیر حاصل می‌شود:

۱- گازولین و نفتا　C کربن ۴ تا ۱۰
۲- نفت چراغ　C کربن ۱۱ تا ۱۳
۳- نفت گاز　C کربن ۱۴ تا ۱۸
۴- گازوئیل سنگین　C کربن ۱۹ تا ۲۵
۵- روغن‌های روان کننده　C کربن ۲۶ تا ۴۰
۶- مواد باقیمانده و نفت‌های سوختی سنگین　بیشتر از ۴۰

ارزش نفت خام بستگی به مقدار درصد هر کدام از بخش‌های نفتی دارد و هر چه نفت سبک‌تر، دارای ارزش بیشتری است.

خواص فیزیکی نفت خام: توسط ساختمان شیمیایی آن کنترل می‌شود.

۱- رنگ　۲- گراموفی　۳- نقطه جوش　۴- چگالی　۵- قابلیت تراکم‌پذیری نفت

۱- رنگ: نفت به رنگ‌های مختلفی وجود دارد زرد، سبز، قهوه‌ای، قهوه‌ای تیره، سیاه

نفت پارافینی دارای رنگ روشن، قهوه‌ای در نور عبوری و سبز در نور انعکاسی

نفت‌های اسفالتیک غالباً قهوه‌ای تا سیاه هستند که به عنوان نفت سیاه شناخته می‌شود.

هیدروکربن‌ها چه زمانی خاصیت فلورسانس نشان می‌دهند؟ هنگامی‌که در معرض اشعه ماوراء بـنفش قرار می‌گیرند رنگ فلورسانس ساطع شده با نوع نفت تغییر می‌کند.

۲- گراموفی: اصطکاک درونی یک سیال که در مقابل جریان یافتن آن سیال مقاومت می‌کند.

کاربرد گراموفی: برای پیش‌بینی سیال در مخزن و سطح کاربرد آن

گراموفی به چه عواملی بستگی دارد؟ ۱- به تعداد اتمهای کربن: هر چه تعداد اتمهای کربن در نفت زیادتر باشد گراموفی بالا می‌رود ۲- گازهای حل شده: هر چه مقدار گاز حل شده بیشتر باشد گراموفی کمتر است.

نفت خام گراموفی بالاتری در سطح زمین دارد.

- با افزایش حرارت مایع دارای گراموفی بیشتری می‌شود به صورتیکه مولکولها بیشتر به صورت مجزا حرکت می‌کنند و اصطکاک درونی‌شان کاهش می‌یابد.

۳- نقطه ریزش: یک راهنمای خوب برای تعیین گراموفی است.

کمترین دمایی که نفت تحت شرایط استاندارد قانون جدید پیدا کند.

نقطه ریزش برای نفت خام با محتویات واکسی پارافیتیک بالا در حدود $٤٠^{\circ}C$ است.

نقطه ریزش به علت محتوی واکسی بالا ظاهری درخشنده دارند.

۴- چگالی:

چگالی نفت در واحد API

$$API^{\circ} = \frac{١٤١.٥}{specific\ \ Gravity\ \ \ At ٦٠^{\circ}F} - ١٣١.٥$$

API تحت تاثیر درجه حرارت است

API نسبت معکوس با چگالی دارد

نفت‌های سبک API بالا تا ۴۰ را دارند نفت‌های سنگین API پایین دارند

نفت‌های سنگین دارای API کمتر از ۲۵ هستند با وزن مخصوص ۰/۹

* وقتی درجه API نفت به ۱۰ درجه برسد دارای وزن مخصوص یک است که همسان چگالی آب شیرین است، $S_٥$ نفت سنگین‌تر از ۱۰ درجه API، چگال‌تر از آب است.

API بیشتر از ۳۰ نفت سبک

API ۲۲ تا ۳۰ نفت متوسط

API ۲۰ کمتر از ۲۲ نفت سنگین

بهترین نفت دارای API ۳۷ است.

نفت میعانی: نفت همراه با گاز طبیعی، یک هیدروکربن سبک و روشن با API بالا و گازهای هیدروکربنی سنگین که در شرایط فشار و دمای مخزن به صورت فاز گازی وجود دارد و وقتی به سطح می‌رسد میعان یافته و مایع می‌شود.

قابلیت تراکم‌پذیری نفت: بستگی به مقدار گاز حل شده در آن دارد

تراکم‌پذیری نفت ١٠×١٠^{-٦}

تراکم‌پذیری آب ٤×١٠^{-٦}

تراکم‌پذیری گاز ٥٠٠×١٠^{-٦}

نفت‌هایی که قابلیت تراکم کم و مقدار گاز محلول کمی دارند، در هنگام تولید فشار آن‌ها به زودی پایین می‌آید.

دگرسانی نفت

نفت خام ممکن است با افزایش حرارت و فعالیت‌های باکتریها دگرسان شود.

دگرسانی نفت‌های خام به وسیله بلوغ حرارتی با افزایش عمق تدفین و زمان رخ می‌دهد.

اجزای سنگین‌تر نفت‌های خام بر اثر فرآیند شکست مولکولی سبکتر و پارافینی‌تر می‌شود.

نتیجه فرآیند دگرسانی نفت

در اثر این فرآیند محتوای گازی نفت افزایش و محتوی گوگردی کاهش می‌یابد، نهایتاً با افزایش عمق و حرارت نفت‌های خام ممکن است تخریب شده و به گاز و باقی‌مانده غیرقابل حل تبدیل شود.

تقسیم‌بندی نفت‌های خام بر اساس سن و عمق تدفین

۱- کم عمق و جوان ← معمولاً سنگین و گرانرو دارای گوگرد زیاد، پارافین نسبتاً کم و غنی از آروماتیک‌ها هستند؛

۲- عمیق و جوان ← گرانروی کمی (API) بالاتری‌اند، آنها پارافینی و حاوی گوگرد کمی هستند؛

۳- کم عمق قدیمی ← به علت بلوغشان از نظر چگالی گرانروی و محتوی پارافین، قابل مقایسه با نفت عمیق جوان می‌باشند؛

۴- عمیق قدیمی ← نسبتاً کمترین گرانروی چگالی و محتوی گوگرد را دارند.

* نفت‌های کم عمق قدیمی مانند نفت‌های کم عمق جوان محتوی گوگرد نسبتاً بالا هستند.

تغییرات نفت خام به چه عواملی بستگی دارد:

تغییرات نفتی نه تنها به عمق و سن بستگی دارد بلکه نوع سنگ منشأ نیز مهم است.

نفت تولید شده از رسوبات احیایی دریایی از نوع آروماتیک حد واسط با محتوی گوگرد بالا

نفت رسوبات دلتایی یا ساحلی پارافینی تا پارافینی - نفتی و کمتر از ۰.۱٪ گوگرد دارند

* تجزیه باکتریها سبب سنگین شدن و گرانروی بیشتر نفت می‌شود، به همین علت نفت در سطح و اعماق خیلی کم سنگین‌تر و گرانروتر است.

چرا جریان آبهای زیرزمینی معمولاً سبب تجزیه نفت می‌شوند؟

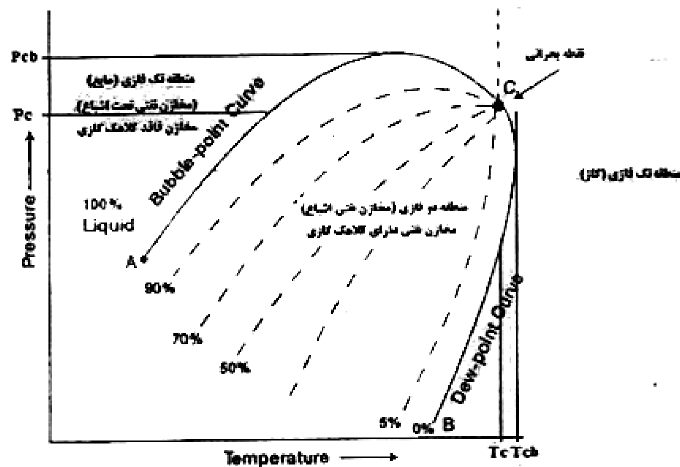
زیرا جریان آب با خود ترکیبات سبکتر و فرارتر نفت را می‌شوید که به این پدیده آب‌شویی می‌گوید.

جریان آبهای زیرزمینی و فعالیت باکتریها باعث تشکیل نفت سنگین و نهشته‌های قیری می‌شود.

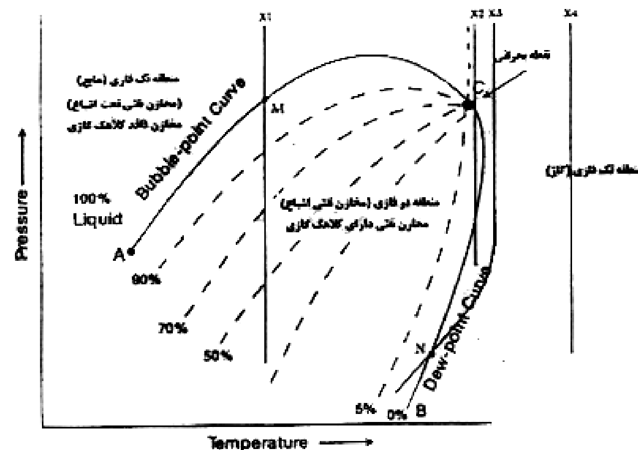
در غرب کانادا ماسه‌های قیری از نوع آروماتیک آسفالتیک غنی از گوگرد هستند.

رفتار گازی هیدروکربنها

فاز در تعریف یعنی ناحیه‌ای مجزا و همگن از نظر خواص فیزیکی از نواحی دیگر به وسیله مرزهای مشخص جدا می‌شود، رفتار فازی ترکیبات پیچیده نفتی ارتباط بین دما T فشار P و حجم V می‌باشد. در صنعت نفت دو فاز مایع و گاز بسیار اهمیت دارد و جامد از اهمیت کمتری برخوردار است.



نمودار فشار-دمای یک سیستم هیدروکربنی چندجزئی



تاثیر افت فشار و حرارت (در نتیجه تولید) در نمودار فشار-دمای یک سیستم هیدروکربنی چندجزئی برای چهار مخزن X1، X2، X3 و X4

این نمودار از دو نوع منحنی اصلی تشکیل شده است که عبارتند از:

منحنی نقطه حباب (babble point carre)

منحنی نقطه شبنم (dew point carre)

منحنی نقطه حباب منطبق بر خط AC و منحنی نقطه شبنم منطبق بر خط BC و محل تلاقی این دو نقطه نقطه بحرانی (C) نامیده می‌شود، نقطه بحرانی نقطه‌ای به دما و فشاری اشاره دارد که در آن خواص نفت و گاز مشابه یکدیگراند.

دما و فشار منطبق بر نقطه بحرانی به ترتیب TC (critical point temperature) و Pc (critical point pressure) نامیده می‌شود.

به طور کلی اگر دمای مخزن بالاتر از دمای بحرانی سیستم هیدروکربنی باشد مخزن از نوع گازی خواهد بود.

مخازن نفتی مخازنی هستند که دمای آنها کمتر از دمای بحرانی است.

نقطه کریکاندنترم (cricondentherm) یا نقطه حداکثر دما، نشاندهنده حداکثر دمایی است که بالاتر از آن هیچ مایعی در هر فشاری نمی‌تواند تشکیل شود و آنرا با ct نشان می‌دهند.

نقطه کریکاندنبار (cricondenbar) یا نقطه حداکثر فشار، نشان دهنده حداکثر فشاری است که بالای آن هیچ گازی در هر دمایی نمی‌تواند تشکیل شود و آنرا با Tcb نشان می‌دهند.

ناحیه داخل نمودار فشار، منطقه دو فازی نامیده می‌شود و در این ناحیه دو فاز نفت و گاز با هم وجود دارند؛ مخازن نفتی که دارای کلاهک گازی هستند در این ناحیه قرار دارند.

به این مخازن مخازن اشباع می‌گویند، ناحیه سمت بالای سمت چپ شکل که بالاتر از منحنی نقطه حباب قرار گرفته منطقه تک فازی مایع می‌باشد، که فقط نفت می‌تواند در دما و فشارهای آن پایدار باشد. مخازن نفتی فاقد کلاهک گازی (مخازن نفتی تحت اشباع) در این ناحیه قرار می‌گیرند. ناحیه سمت راست شکل (از نقطه بحرانی به سمت راست) منطقه تک فازی گازی است. خطوط منقطع داخل منطقه دو فازی خطوط کیفیت (quality line) نام دارند. منحنی نقطه حباب منطبق بر خط کیفیت ۱۰۰٪ نفت و صفر درصد گاز است. منحنی نقطه شبنم منطبق بر خط کیفیت ۱۰۰ گاز و صفر درصد نفت است. مابقی خطوط کیفیت بین دو منحنی مذبور تغییر می‌کنند هر چه شکل خطوط کیفیت از منحنی نقطه حباب دور می‌شوند از درصد نفت کاسته شده و به درصد گاز افزوده می‌شود. مثلاً خط کیفیت ۹۰٪ نشان داده شده در شکل که به منحنی نقطه حباب نزدیکتر است نشان‌دهنده هیدروکربنی با ترکیب ۹۰ درصد نفت و ۱۰٪ گاز است.

فشار چهار مخزن هیدروکربنی نشان داده شده است مخزن X_1 از نوع تحت اشباع است که فقط دارای نفت است مخازن X_4, X_3, X_2 گازی هستند.

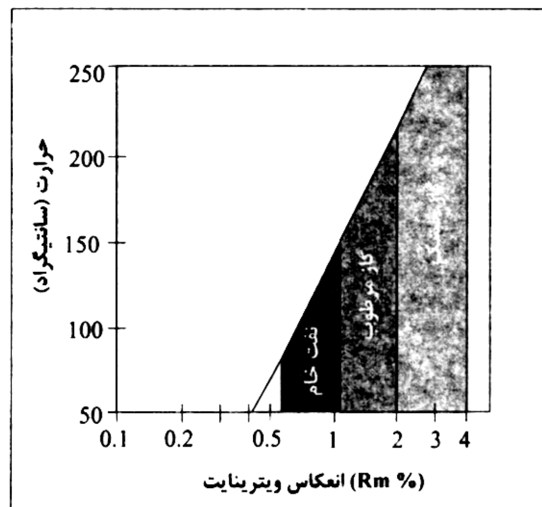
مخزن X_1 را در نظر بگیرید که با تولید از مخزن فشار افت می‌کند اگر فرض شود با افت فشار دمای مخزن تغییری نکند، نقطه X_1 افت می‌کند تا به نقطه M برسد این نقطه جایی است که اولین حبابهای گاز در نفت ظاهر می‌شوند. با افت فشار بیشتر ترکیب هیدروکربن از نقطه M باز هم افت می‌کند تا خطوط کیفیت را قطع کند و به تدریج با کاهش فشار بیشتر درصد گاز بیشتر شده و از درصد نفت کاسته می‌شود.

نقطه X_2 یک مخزن گازی میعانی را نشان می‌دهد که با تولید از آن، فشار در دمای ثابت کاهش یافته است. ابتدا وارد منطقه دو فازی و مجدداً وارد منطقه گازی شده است.

نقطه X_3 یک مخزن گازی را نشان می‌دهد که مخزن در حالت اولیه در فاز گازی است. با تولید از مخزن ابتدا دما ثابت است و فشار افت پیدا می‌کند. با تولید بیشتر علاوه بر فشار، دما نیز کاسته می‌شود و مسیر افت فشار در جهت افت حرارت نیز پیش می‌رود تا اینکه منحنی منطقه شبنم را در نقطه N قطع می‌کند، در این نقطه است که اولین قطرات نفت تشکیل می‌شوند با ادامه تولید ترکیب مخزن به سمت گاز میعانی پیش می‌رود (وارد منطقه دو فازی می‌شود).

نقطه X_4 یک مخزن گازی را نشان می‌دهد که در آن چه قبل از تولید و چه بعد از تولید با افت فشار (دمای مخزن ثابت است)، دو فاز گازی باقی می‌ماند.

گاز خشک: شرایط اولیه برای گاز خشک، خارج از پوشش دو فازی و در سمت راست نقطه بحرانی وجود دارد که وجود سیاه اولیه را بصورت فاز گازی منفرد تأیید می‌کند.



پلات نیمه لگاریتمی انعکاس ویترینایت در مقابل درجه حرارت

از زمانیکه دمای اولیه بیشتر از دمای ماکسیمم پوشش دو فازی می‌شود درجه حرارت و فشار مخزن هرگز به داخل ناحیه دو فازی فرو نمی‌افتد، به علاوه درجه حرارت و فشار دستگاه جدا کننده در سطح در خارج پوشش دو فازی وجود دارد و هیچ مایعی در طول جدایش تشکیل نمی‌شود.

دمای ماکسیمم پوشش دو فازی

درجه حرارتی که در آن دو فاز بخار و مایع با هم وجود دارد که به طور تیپیک برای گاز خشک کمتر از صفر درجه سانتیگراد می‌باشد.

گاز مرطوب

در مقایسه با گاز خشک، گاز مرطوب جدایش بیشتری بین تشکیل دهنده‌های C_2-C_6 و از این‌رو فاز پوششی آن به سمت راست و پائین حرکت می‌کند.

وقتی شرایط مخزن خارج از پوشش دو فازی باقی می‌ماند ترکیب سیالات مخزنی ثابت مانده و فاز گازی حفظ می‌شود ولی شرایط دستگاه جدا کننده در داخل پوشش دو فازی می‌باشد.

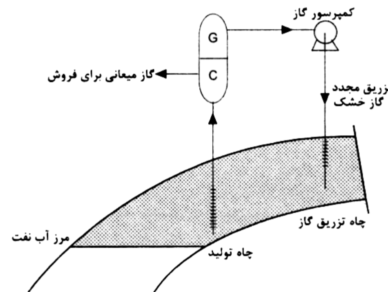
چنانچه نقطه شبنم قطع شود تشکیل دهنده‌های سنگین‌تر در دستگاه تفکیک کننده، به مایع متراکم می‌شوند.

درصد حجمی دقیق مایعاتی که متراکم می‌شوند بستگی به شرایط دستگاه تفکیک کننده و فضای خطوط هم فرار برای مخلوط دارد (خطوط درصدی مایعات ثابت که روی دیاگرام نشان داده می‌شود). این تشکیل دهنده‌های سنگین، در انتهای بازه تفکیک نفت، سبک می‌شوند و با قیمت خوبی به فروش می‌رسند.

گاز میعانی

درجه حرارت یک گاز میعانی بین درجه حرارت بحرانی و درجه حرارت ماکسیممی است که در آن دو فاز مایع و بخار با هم وجود دارند بنابراین سیال در شرایط اولیه به صورت گاز در مخزن وجود دارد، اما در شرایط تخلیه فشار مخزن به خط نقطه شبنم می‌رسند که در این نقطه به مایعات میعانی تبدیل می‌شود. در چنین حالتی درصد حجمی سیالات کم شده و به صورت فاز غیرمتحرک به تله می‌افتند و باقی می‌مانند.

زمانی این مایعات برای تولید با ارزش می‌شوند که یک محرک وجود داشته باشد تا فشار مخزن را در بالای نقطه شبنم نگه دارد این دلیلی برای به چرخه درآوردن گاز در این نوع مخازن است.



فرآیندهای دوباره به چرخه درآوردن گاز

نفت فرار و نفت سیاه

برای هر دو، درجه حرارت اولیه مخزن زیر نقطه بحرانی است. نفت فرار از تشکیل دهنده‌های سبک‌تر و متوسط که به آسانی تبخیر می‌شوند تشکیل که با افتادن فشار به زیر نقطه جوش مقدار نسبی مایع به گاز در مخلوط دو فاز به طور وسیع کاهش می‌یابد.

نفت‌های فرار با انقباض بالا شناخته می‌شوند، چون نسبتاً مقدار زیادتری گاز با آنها در مخزن یا دستگاه جدا کننده آزاد می‌شود. نفت سیاه نفت‌های با درصد انقباض کمتر نامیده می‌شوند.

سنگهای منشأ

رسوبگذاری مواد آلی

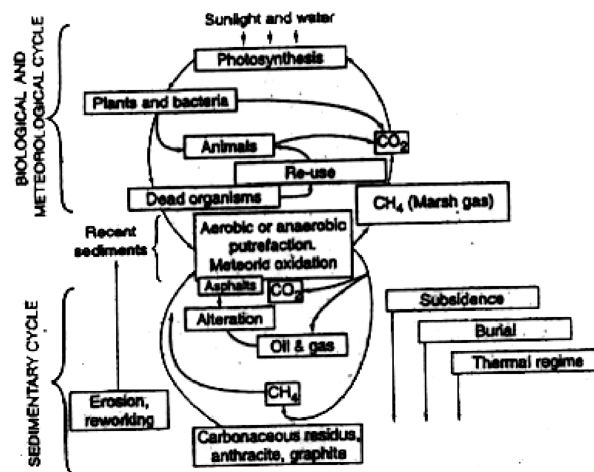
هیدروکربن‌ها از تبدیل مواد کربنی ذخیره شده در لابلای رسوبات و در شرایط احیایی طی سالیان زمین‌شناسی در اثر حرارت و عمق تدفین شکل می‌گیرند.

دو نوع چرخه کربن وجود دارد: چرخه معدنی و چرخه کوتاه‌تر آلی. در این چرخه آلی، کل کربن سنگ‌های رسوبی از دی‌اکسیدکربن و هیدروژن از آب تأمین می‌شود.

این دو عنصر در مواد آلی گیاهی و جانوری با هم ترکیب و انرژی لازم از تشعشع خورشید تأمین می‌شود.

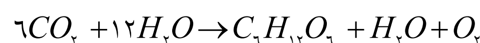
ارگانیسم‌های گیاهی و جانوری فتوسنتز کننده توسط کلروفیل، CO_2 اتمسفر را جذب می‌کنند؛ بنابراین فتوسنتز شروع چرخه کربن آلی در طبیعت است. حجم زیادی از CO_2 توسط ارگانیسم‌های ریز و درشت تنفس کننده به اتمسفر برگردانده می‌شود؛ اما بخشی از کربن به فرم دی‌اکسیدکربن به اتمسفر برگردانده نمی‌شود، این کربن در لابلای رسوبات به تله می‌افتد و در صورت فراهم شدن شرایط احیایی و حرارت لازم طی زمان زمین‌شناسی به محصولات کربنی و هیدروکربنی تبدیل می‌شود.

در شکل زیر چرخه آلی کربن نشان داده شده است که خود از الف: چرخه بیولوژیکی و متئورولوژیکی (چرخه اول) و ب: چرخه رسوبی (چرخه دوم) تشکیل شده است.



چرخه کربن آلی

چرخه اول با فتوسنتز شروع می‌شود، گاز CO_2 توسط جانوران تنفس کننده تولید می‌شود و گیاهان CO_2 را طی فتوسنتز طبق رابطه زیر جذب کرده و آن را به اکسیژن، آب و گلوکز تبدیل می‌کنند:



$$6CO_2 + 12H_2O \rightarrow C_6H_{12}O_6 + H_2O + O_2$$

گلوکز که طی این فرآیند تولید می‌شود ماده اولیه جهت ساختار ترکیبات پیچیده هیدروکربنی است.

بعد از تدفین گیاهان تحت تأثیر باکتری‌های هوازی یا غیرهوازی و یا اکسیداسیون قرار می‌گیرند و گازی که در این مرحله می‌تواند تولید شود متان است که به آن گاز مرداب (marsh gas) نیز گفته می‌شود.

تنها ۰/۱ تا ۰/۰۱ درصد کربن از چرخه اول وارد چرخه دوم می‌شود. در چرخه دوم مواد آلی دفن شده تحت تأثیر فرآیندهای دیاژنز، کاتاژنز و متاژنز قرار گرفته و تبدیل به نفت، گاز، زغال‌سنگ و آنتراسیت شوند.

ممکن است بقایای کربن، آنتراسیت و گرافیت تحت تأثیر فرسایش (ersosion) و حمل دوباره (rework) قرار گرفته و از چرخه دوم به چرخه اول برگردند.

در کل از مجموع چرخه اول و دوم حدود ۰/۰۰۱ درصد مواد آلی فرار کرده و دفن می‌شوند، این مقدار ناچیز کربن است که تشکیل منابع عظیم هیدروکربنی را به مرور زمان می‌دهد.

محیطهای رسوبگذاری و حفظ مواد آلی

- برای حفظ مواد آلی باید تولید مواد آلی بالا باشد، سرعت رسوبگذاری مناسب و محیط فقیر از اکسیژن باشد.
- اگر سرعت رسوبگذاری پایین باشد میزان تخریب و اکسیداسیون مواد آلی زیاد خواهد بود و اگر زیاد باشد، مواد آلی پراکنده و تمرکز آنها در رسوبات کم خواهد بود.
- وجود لایه‌بندی (stratification) در آب می‌تواند محیط احیایی را فراهم کند که برای حفظ مواد آلی لازم است، وجود لایه‌بندی در آب مانع چرخش آبهای غنی از اکسیژن سطحی با آب‌های فقیر از اکسیژن کف حوضه می‌شود.

- حواشی قاره‌ای شرایط خوبی را برای تجمع مواد آلی دارند. محیط‌های دلتایی سرعت رسوبگذاری بالایی دارند. این محیط‌ها اکسیدان بوده و مواد آلی اکثراً تجزیه می‌شوند.
- زون بنتیک در حواشی قاره‌ای دارای محیطی احیایی است، اما مواد ارگانیکی آن پایین بوده یا سرعت رسوبگذاری پایین است.

در مناطق مشخصی از حواشی قاره مانند لاگون (Lagoon)، مصب‌ها (estuaries) و حوضه‌های عمیق حواشی قاره دارای شرایط مناسب برای تولید مواد آلی، رسوبگذاری و محیط احیایی هستند.

- درصد مواد آلی (TOC) و سرعت رسوبگذاری در شیل‌های سیاه بیشتر از رسوبات سیلی است.
- رسوبات کربناته درصد مواد آلی و سرعت رسوبگذاری کمتری دارند اما رسوبات شیلی و کربناته که دانه‌ریز هستند تشکیل سنگهای منشأ خوبی دارد.
- طی دوره کوتاه (چرخه ژوراسیک- ترشیاری) بیشتر بالا آمدگی سطح آب دریا وجود داشته و ۸۵ درصد ذخایر هیدروکربنی دنیا طی این دوره تشکیل شده‌اند.
- طی چرخه پالئوزوئیک (سیلورین- دونین) که نیز پیشروی وجود داشته که حدود ۱۳٪ ذخایر نفتی دنیا تشکیل شده است.

بطور کلی سنگهای منشأ در محیط‌های زیر تشکیل می‌شوند:

۱) مناطق با جریان بالا رونده (up welling): در این‌گونه محیط‌ها جریان بالا رونده، اکسیژن و مواد غذایی را از عرض‌های جغرافیایی بالا به همراه آورده و باعث تکثیر موجودات در بخش‌های ساحلی می‌شوند. تجمع مواد غذایی موجب فراوانی پلانکتون‌ها شده که باعث قرمزی رنگ آب می‌شود.

فراوانی موجودات زنده موجب کاهش اکسیژن در دسترس می‌شود و با کمبود اکسیژن مرگ و میر موجودات و تدفین بقایا در بین رسوبات برای تشکیل سنگهای منشأ غنی از مواد آلی شرایط مناسبی فراهم می‌شود.

۲) محیط‌های دریاچه‌ای احیایی: این محیط‌ها در مناطق استوایی که دمای هوا بالاست و تغییرات فصلی حرارت وجود ندارد دارای لایه بندی حرارتی در آب هستند (مانند دریای وردی dead sea). لایه‌بندی در اثر اختلاف حرارت سطوح آب ایجاد می‌شود.

۳) حوضه‌های نیمه محدود (semi – restnricted basin): حوضه‌هایی که ارتباط کمی با آبهای آزاد دارند، چرخش آب ورودی از دریاهای باز فقط در آب‌های فوقانی ایجاد می‌شود، لذا شرایط احیایی فقط در لایه‌های زیرین ایجاد می‌شود.

۴) حوضه‌های عمیق و بسته اقیانوسی (silled deep ocean basin): شرایط احیایی در مناطق عمیق اقیانوس که از جریان‌های قطبی و اکسیژن دار است، ایجاد می‌شود.

کروژن و بیتومین:

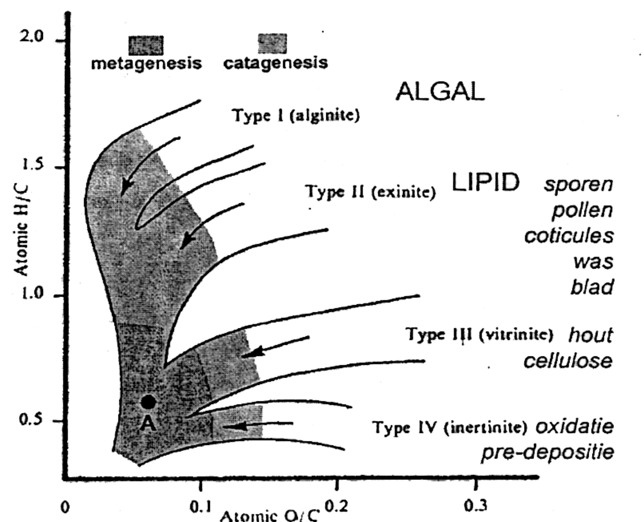
کروژن به بخشی از ماده آلی می‌گویند که در حلالهای آلی نامحلول است، قسمت محلول بیتومین است.

علت نامحلول بودن کروژن چیست؟ اندازه درشت مولکولهای آن است.

خواص فیزیکی و شیمیایی کروژن‌ها توسط چه عواملی کنترل می‌شود؟ توسط مولکولهای زیستی که آن را ساخته‌اند.

کروژن درشت مولکولی است که در انتهای مرحله دیاژنز در اثر تغییر و تحول مولکولهای زیستی ایجاد می‌شود.

چه عوامل دیگری در ترکیب کروژن اثر می‌گذارد؟ فرایندهای بلوغ حرارتی (کاتاژنز و متاژنز)



دیاگرام ون-کرولن نشان‌دهنده تقسیم‌بندی انواع کروژن‌ها بر اساس نسبت‌های H/C و O/C. سطوح بلوغ حرارتی با

انواع کروژن و ماسرال

کروژن نوع I یا جلبکی (algal kerogen)

کمیاب، زیرا از جلبکهای دریاچه‌ای ایجاد شده است، وقوع این کروژن به دریاچه‌های احیا و محیط‌های دریایی غیرعادی محدود می‌شود. این کروژن قابلیت تولید هیدروکربن مایع بسیار بالایی دارد. نسبت H/C این کروژن ۱/۵ و نسبت O/C آن کمتر از ۰/۱ است. مقدار شاخص هیدروژن آن بیشتر از ۳۰۰ و شاخص اکسیژن آن کمتر از ۵۰ است.

کروژن نوع II لیپتینیک (liptinic kerogen)

این کروژن منشا دریایی دارد ذرات تشکیل دهنده غالباً آمورف هستند. از تجزیه فیتوپلانکتون‌ها، زئوپلانکتون‌ها و بعضی جانوران عالی‌تر حاصل شده‌اند. نسبت H/C این نوع کروژن ۱ تا ۱/۴ و نسبت O/C آن ۰/۹٪ تا ۱/۵ است به آن exinite kerogen نیز گفته می‌شود.

کروژن نوع III

این نوع کروژن دارای منشا گیاهی است و فاقد ترکیبات واکس‌ها و لیپیدها است. ظرفیت تولید نفت بسیار کمی دارد و به طور عمده گاز خشک تولید می‌کنند. نسبت H/C این نوع کروژن کمتر از ۰/۱ و نسبت O/C آن ۰/۲ تا ۰/۳ است به این کروژن (vitvinite) یا کروژن زغالی می‌گویند.

کروژن نوع IV

از اینرتینایت که به شدت کمیاب است که این نوع کروژن حاصل مواد بازیافت شده و مواد آلی شدیداً اکسید شده می‌باشد که اغلب توان هیدروکربن زایی ندارد.

از کروژن نوع I تا III میزان نوع کربن آلی قابل تبدیل به هیدروکربن کاهش یافته در صورتیکه مقدار کربن باقیمانده که هرگز هیدروکربن تولید نمی‌کند افزایش می‌یابد.

بلوغ کروژن

رسیدگی کروژن به دما و احتمالاً فشار بستگی دارد. تولید عمده نفت از کروژن در دمای ۶۰ تا ۱۲۰ درجه سانتیگراد صورت می‌گیرد. تولید عمده گاز از کروژن در دمای ۱۲۰ تا ۲۲۵ درجه سانتی‌گراد است. کروژن در دمای بالاتر از ۲۳۰ درجه سانتی‌گراد کلیه مواد هیدروکربوری خود را از دست می‌دهد و تنها به صورت گرافیت باقی می‌ماند. بیشتر کروژن‌های غنی از گوگرد از نیتروژن نیز غنی هستند.

دیاگرام ون - کرولن (van – krevelen) برای تقسیم‌بندی انواع کروژن‌ها بر اساس نسبت‌های H/C و O/C نشان داده شده است. باید توجه داشت که مطابق دیاگرام ون - کرولن طی بلوغ هیدروکربن‌ها، نسبت‌های O/C و H/C رفته‌رفته کمتر می‌شوند.

سه گروه اصلی ماسرالها عبارتند از: لیپتینیت، ویترینیت و اینرتینیت. ذغالهای ساپروپلیکی به طور عمده از ماسرالهای گروه لیپتینیت تشکیل شده‌اند.

لیپدودترنیت‌ها بسیار ریز و تجزیه شده از بقایای ماسرالهای لیپتینیت است.

آمورفوس ماسرال نیست اما تمام مواد آلی بدون ساختمان و غیرقابل تشخیص که هم می‌توانند ساپروپلیک باشند و هم هومیک تحت این نام قرار می‌گیرند.

ذغالهای هومیک از ویترینیت تشکیل شده‌اند:

تلینیت: مواد سازنده دیواره سلولهای گیاهان خشکی که دارای ساختار هستند.

کلینیت: مواد بدون شکلی که حفرات داخل سلولهای گیاهی را پر می‌کند.

ویترودترینیت: قطعات آورای ویترینیت.

گروه اینرتینیت، فیوزینیت: ماسرالی است که ظاهر قیری داشته و از بافتهای چوبی (سوخته شده) حاصل شده است.

اسکلروتینیت: از بقایای قارچها حاصل می‌شود.

میکرینیت: حاصل تجزیه حرارتی رزین است و ماده پرکننده زمینه و بدون شکل است.

اجزای غیر آلی ذغالهای اغلب کانی‌های رسوبی و گاهی دیاژنتیکی هستند.

ذرات کوارتز، کانی‌های رسی، کلسیت، دولومیت و پیریت برخی از تشکیل دهنده‌های غیرآلی ذغالها هستند.

تولید هیدروکربن

سه مرحله اصلی در طی دفن و تکامل مواد آلی در هیدروکربن‌ها وجود دارد:

مرحله اول: دیاژنز

مرحله دیاژنز مواد آلی از همان لحظه‌ای که رسوبات دفن می‌شوند آغاز می‌شود، در طول دیاژنز حرارت و فشار زیاد نمی‌باشد زیرا فعالیت‌های میکروبی مهم‌ترین عامل تبدیل است.

میکرو ارگانیسم بی‌هوازی برای به دست آوردن انرژی مواد آلی را تجزیه می‌کند.

طی دیاژنز H_2O و CO_2 و متان تولید می‌شود.

در ابتدای دیاژنز پلیمرهای زیستی اولیه مانند کربوهیدرات‌ها و پروتئین‌ها توسط فعالیت میکروبی تجزیه می‌شود، پس این اجزا تشکیل ساختمان‌های فشرده و پیچیده ژئوپلیمر را می‌دهند.

مهم‌ترین هیدروکربنی که در طوی دیاژنز تولید می‌شود، متان بیوژنیک طی فعالیت باکتری‌های بی‌هوازی می‌باشد. انتهای مرحله دیاژنز منطبق بر مرز تبدیل ذغال قهوه‌ای به ذغال سخت است که این مرحله با انعکاس ویترینیت ۰/۶٪ مطابقت دارد.

مرحله دوم: کاتاژنز

در طی تدفین با افزایش حرارت و فشار ساختمان کروژن از لحاظ ترمودینامیکی ناپایدار شده و شرایط جدید فیزیکی و شیمیایی باعث تغییر آن می‌شود.

در طی کاتاژنز مولکولهای هیدروژنز به صورت نفت و گاز مرطوب از کروژن شکسته و جدا می‌شود و در نتیجه نسبت H/C کروژن باقیمانده کاهش می‌یابد.

مرحله سوم: متاژنز

در این مرحله دما و فشار بسیار بالاست. تولید زیادی از کروژن صورت نخواهد گرفت فقط مقداری جزئی متان تولید خواهد شد، که قسمت عمده آن حاصل شکست حرارتی ثانویه نفت است. در انتهای این مرحله مواد آلی فقط از متان و کربن باقیمانده تشکیل شده است و ذغال‌ها به آنتراسیت تبدیل می‌شوند.

متامورفیسم

در این مرحله ذغالها تبدیل به متا آنتراسیت می‌شود که با ضریب انعکاس ویترینیت بیشتر از ۴٪ منطبق است، اجزای کربن باقیمانده نیز به کربن گرانیتی تبدیل می‌شود.

- **ارزیابی سنگهای منشأ**

انواع سنگ منشأ

۱- منشأ مفید (effective source Rock) که نفت خود را تولید و از خود خارج نموده است؛

۲- منشأ محتمل (possible source Rock) پتانسیل منشأ مشخص نیست ولی احتمالاً نفت تولید نموده؛

۳- منشأ بالقوه (potential source Rock) سنگ رسوبی نابالغ که توانایی تولید هیدروکربن را در صورت رسیدن به درجه بلوغ دارد.

تولید هیدروکربن از سنگ منشأ با افزایش عمق تدفین:

عمق تدفین برای یک سنگ منشأ خاص برای تولید هیدروکربن به چه عواملی بستگی دارد؟ نوع کروژن، تاریخچه تدفین، شیب زمین گرمایی ناحیه

- پنجره حرارتی وقتی شروع می‌شود که سنگ منشأ در حرارتی تقریباً بیش از ۶۰ درجه سانتی گراد قرار گرفته باشد. نفت حاصل در این شرایط، نسبتاً سنگین و نابالغ است.

حداکثر تولید نفت در درجه حرارت حدود ۱۰۰ درجه سانتی گراد رخ می‌دهد و سپس کاهش می‌یابد. در دمای حدود ۷۵ درجه سانتی‌گراد پنجره نفتی بسته شده و تولید گاز شروع می‌شود.

تولید هیدروکربن در دمای حدود $۲۲۵^{o}c$ متوقف می‌شود اما متان همچنان تا دمای بالاتر از $۳۱۵^{o}c$ در نقطه‌ای که سنگ منشأ متحمل دگرگونی ناحیه‌ای می‌شود از شکسته شدن نفت تولید می‌شود.

- درجه حرارت نقش مهم‌تری نسبت به زمان در بلوغ سنگ منشأ دارد.

روش‌های ارزیابی سنگ منشأ هیدروکربن و پارامترهای حاصل از آن

۱- روش‌های قدیمی: سوزاندن مستقیم نمونه است، در این روش بعد از پودر کردن و شستن نمونه با اسیدها برای از بین رفتن مواد معدنی، نمونه در مجاورت اکسیژن و تحت شرایط اتمسفر در درجه حرارت $۱۰۰۰^{o}c$ سوزانده می‌شود و دی‌اکسیدکربن حاصل از سوختن مواد آلی، مقدار کربن آلی را مشخص می‌کند.

۲- روش پیرولیز راک - ایول: نتایج حاصل از دستگاه راک - ایول، توسط یک ریز پردازشگر محاسبه شده و نتایج به صورت فهرست و لاگهای ژئوشیمیایی ارائه می‌شود.

نتایج حاصل از آنالیز:

۱- شناسایی نوع مواد آلی ۲- محاسبه پتانسیل باقیمانده در نمونه ۳- محاسبه کل ماده آلی نمونه TOC۴- اندازه‌گیری بلوغ حرارتی ماده آلی

پارامترهای حاصل از راک - ایول که تحت عنوان لاگ ژئوشیمیایی بیان می‌شوند:

۱- پیک $S_۱$: در محدوده اتم‌های ۱ تا ۳۳ اتم کربن تشکیل شده است، در حالیکه هیدروکربن‌های سنگین‌تر رزین و آسفالتین بخش کوچکی از $S_۲$ را تشکیل می‌دهند. در رسوبات بالغ مقدار رزین و اسفالتین نسبت به هیدروکربن‌ها کاهش می‌یابد.

۲- پیک $S_۲$: نشان دهنده مقدار هیدروکربنی است که از شکستن کروژن در طی بلوغ ماده آلی حاصل می‌شود، همچنین می‌تواند تبخیر حرارتی و کراکینگ اولیه هیدروکرین‌های سنگین و رزین و آسفالتین باشد.

مقدار $S_۲$ بستگی به:

- نوع ماده آلی
- مقدار TOC رسوبات
- مسیر بلوغ حرارتی ماده آلی

* در مواد آلی دارای کروژن نوع I، پیک $S_۲$ بسیار باریک و متقارن است. در مواد آلی غنی از کروژن نوع II پیک مزبور هنوز دارای تقارن است؛ اما در ماده آلی دارای کروژن نوع III، این پیک بسیار پهن‌تر ثبت می‌شود.

۳- پیک $S_۳$: این پیک به نوع ماده آلی و بلوغ آن بستگی دارد. در طی پیرولیز ترکیبات حاوی اکسیژن به سرعت به هیدروکربن‌ها، آب و مخلوطی از CO و $CO_۲$ شکسته می‌شوند.

نسبت S_2/S_3: نشان دهنده غنی شدگی هیدروژن در سنگ منشأ است.

مقدار کل ماده آلی با استفاده از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$TOC = S_1 + S_2 + S_4$$

پیک S_3 در این محاسبه وارد نمی‌شود زیرا ممکن است تجزیه سریع هیدریت رخ داده باشد. همچنین کربنی که با اکسیژن ترکیب شده است برای بررسی‌های ژنز نفت کمتر مورد توجه قرار می‌گیرد.

۴- اندیس هیدروژن و اکسیژن $HI = S_2 / TOC$

۵- اندیس اکسیژن $OI = S_3 / TOC$

۶- اندیس تولید (preduaction Index) $PI = SI / S_1 + S_2$

۳- روش کروماتوگرافی گازی

این روش اغلب بر روی هیدروکربورهای اشباع بیتومن و نفت انجام می‌گیرد.

اجزای تشکیل دهنده دستگاه عبارتند از یک کوره (overn) که در درون آن یک ستون موئین (capillary colamn) با طول حدود ۳۰ متر قرار دارد.

۴- روش کروماتوگرافی گازی - اسپکترومتری جرمی (GC – MS)

(Gas – chromato graphy – Mass spectrometry)

در این روش دستگاه گاز کروماتوگرافی به دستگاه طیف سنج جرمی وصل شده است و ترکیبات هیدروکربن از طریق بمباران الکترونی می‌شکنند و به صورت یونهای دارای بار منفی و مثبت در می‌آیند. این یونها ناپایدارند و به یونهای کوچکتری می‌شکنند. جرم این یونها متفاوت و اغلب بار ۱+ دارند. به همین علت پایه متفاوت آنها به وسیله میدان مغناطیسی تفکیک می‌شوند.

۵- استخراج بیتومن با استفاده از سوکسیله (soxhlet Bitumen Extraction)

با استفاده از این روش عصاره ماده آلی یا همان بیتومن از کل نمونه سنگی استخراج می‌شود، این دستگاه از سه قسمت تشکیل شده است. بالن، سوکسیله و کندانسور

۶- ضریب انعکاس ویترینایت

پس از انعکاس سازی کروژن (جدا کردن مواد معدنی احاطه کننده کروژن توسط دستگاه kerogenatran) از آن قرص و اسلاید تهیه شده و در اندازه‌گیری انعکاس ویترینیت از نور انعکاسی استفاده می‌شود.

۷- استفاده از حرارت سنج‌های دیرینه (پالینومورنها و شاخص‌دگرسانی کنودونت)

پس از خالص‌سازی کروژن (جدا کردن مواد معدنی احاطه کننده کروژن توسط دستگاه kerogenatron) از آن قرص و اسلاید تهیه شده و بررسی‌های میکروسکوپی روی آن انجام می‌شود. در روش اندیس دگرسانی حرارتی (Thermal Alteration Index TAI) تیرگی رنگ اجزاء کروژن مانند اسپور، پولن، کوتیکول گیاهی، جلبک و ماده آلی بی‌شکل (آمورف) به عنوان شاخص درجه حرارت (بلوغ) استفاده می‌شود.

طبق اندیس تعریف شده توسط پیرسون (۱۹۹۰)، رنگ زرد دلالت بر سنگ منشأ نابالغ، قهوه‌ای روشن و قهوه‌ای معرف بالغ بودن و قهوه‌ای تیره و سیاه دلالت بر سنگ بالغ دارد.

۸- روشن AFTA

روشن AFTA (Apatite Fission Trak Analysis) می‌تواند به صورت روشی کاربردی برای ارزیابی سنگهای منشأ بکار رود.

۹- روش واکاوی منحنی تاریخچه تدفین و بلوغ حرارتی

منحنی‌های تاریخچه تدفین رسوبات اطلاعات با ارزشی در مورد چگونگی تدفین لایه‌های مختلف رسوبی از زمان نهشته شدن قدیمی‌ترین لایه تا عهد حاضر ارائه دهد.

شیل نفتی یا شیل کروژنی (Oil shale)

شیل‌های نفتی سنگ منشأهایی هستند که هیچ‌گاه به درجه حرارت لازم جهت زایش نفت و گاز نرسیده‌اند.

این سنگ‌های دانه ریز دارای مقادیر قابل توجهی کروژن می‌باشند.

شیل‌های که غنی از ماده آلی‌اند و به طور عمیق دفن شده‌اند شیل‌های نفتی پرباری نیستند. در شیل‌های نفتی، نفت در داخل ساختمان پیچیده کروژن قرار دارد.

شیل نفتی عبارتست از هر سنگ رسوبی دانه‌ریزی که در طول فرایند یا پرولیز نفت تولید کند.

ماتریکس شیل شامل کانی‌های رسی، کربنات و کوارتز است. ماده آلی معمولاً مرکب از جلبک‌های دریایی با آب شیرین است ولی دیگر ارگانیسم‌های پلانکتونی و باکتری‌ها نیز ممکن است به میزان زیاد وجود داشته باشند.

شیل‌های نفتی معمولاً دارای لامیناسیون ظریف متشکل از تناوب لامینه‌های غنی از ماده آلی و ماتریکس رسی هستند.

لامیناسیون، رسوبگذاری آرام و نبود موجودات کفزی را نشان می‌دهد.

اگرچه متیل‌های کربن‌دار و سنگهای منشأ هیدروکربنها در پرکامبرین شناخته شده‌اند اما به نظر می‌رسد شیلهای نفتی واقعی اندکی در پرکامبرین وجود دارد.

کروژن شیل نفتی اغلب نوع I یا II می‌باشد. هیدروکربنهای غیراشباع‌الیفن (Olefins) مشخصه مواد آلی نابالغ می‌باشند. شیلهای نفتی اغلب دارای لایه‌بندی متناوب بین لایه‌های غنی از ماده آلی و ماتریکس رسی می‌باشند.

شیلهای نفتی در محیط‌های رسوبی متنوعی تشکیل می‌شوند که از آن میان به شیلهای نفتی محیط‌های دریایی کم عمق (نازک لایه با گسترش بسیار زیاد) و شیلهای نفتی دریاچه‌ای (حاوی مارن و سنگهای آهک آرژیلی و مرتبط با توفهای آرژین و نهشته‌های تبخیری) اشاره می‌شود.

بزرگترین ذخیره شیلهای نفتی ترشیری که در محیط دریاچه‌ای نهشته شده است شیلهای Green River در colorado, wyoming utah, آمریکا می‌باشد.

گل‌فشان‌ها

گل‌فشان‌ها (mud volcanoed) بی‌شباهت بـه گنبـدهای نمکـی نیسـتند و گـاهی همـراه آنهـا دیـده می‌شوند و شاید بتوان آنها را گنبدهای رسی نامید.

نحوه عملکرد بدین صورت است که لایه‌های رسی بوسیله آب و گاز شارژ شده و بـالاخره ایجـاد یـک نشت عمودی از پایین به بالا می‌نمایند.

این تنش هنگامی که بتواند بر فشار لیتواستاتیک فائق آید، در طبقات فوق ایجاد کمانکش و اگر فشار زیاد باشد آنها را بریده و گاهی با صدای انفجارگونه به سطح زمین می‌رسند و ایجـاد مخـروط گـل‌فشـان را می‌نمایند.

مهاجرت نفت

مهاجرت نفت به صورت اولیه، ثانویه و سومین رخ می‌دهد.

مهاجرت اولیه نفت (Primary migration) شامل حرکت نفت از سنگ‌های مادر به سـنگ‌هـای هـادی لایه تراواتر یا لایه معبر (Carrier bed) می‌باشند. یعنی نفت پس از طی مراحل دیاژنز، کاتاژنز و حتی متـاژنز به لایه‌هایی که از نظر تخلخل و تراوایی وضعیت مطلوب دارند مهاجرت می‌کند.

مکانیسم‌های دخیل در مهاجرت اولیه

الف- حرکت به صورت قطرات هیدروکربن: تا زمانی می‌تواند صحیح باشد که قطر قطرات هیدروکربن کوچکتر از قطر منافذ سنگ منشأ باشد. این حالت به سختی می‌تواند وجود داشته باشد؛ اما فشارهای ناشـی از افزایش حجم اواخر مرحله کاتاژنز و متاژنز می‌تواند این مسأله را توجیه کند.

ب- ایجاد ریزشکستگی: فشارهای ناشی از افزایش حجم اواخر مرحله کاتاژنز و متاژنز ممکن است بـه حدی برسد که در سنگ‌های منشأ ریز شکستگی‌هایی ایجاد کند که مسیرهایی برای مهاجرت اولیه را فراهم می‌کنند.

ج- شبکه سه بعدی مواد آلی: در شیل‌های سیاه نفت از مواد آلی پـس از تشـکیل بطـور مسـتقیم از میان شبکه سه بعدی و پیوسته کروژن مهاجرت می‌کند، بدون اینکه وارد ماتریکس سنگ شود.

د- حرکت گسسته فاز هیدروکربنی: ابتدا قطرات کوچک نفت در اثر پدیده انتشار (diffusion) تشکیل می‌شوند، سپس در اثر اتصال قطرات کوچک قطرات بزرگتر شکل گرفته و شروع به جریان می‌نماینـد و نیـز یکی از مهم‌ترین مکانیسم‌های مهاجرت اولیه است.

ه- محلول مولکولی (Molecular Solution): این دیدگاه برای بیان هیدروکربن‌هایی است که تا حـدی در آب قابل حل هستند (مانند آروماتیک‌های سبک مثل بنزین و پارافین‌هـای گـاز طبیعـی، اسـتون و ...) و مکانیسم قابل قبولی است.

این هیدروکربن‌ها به وفور در نفت‌های خام مشاهده نشده‌اند البته خروج آب کانی‌هـای رسـی متـورم شونده (مانند اسمکتیت) در اثر افزایش حرارت و فشار تدفین می‌تواند نقش مؤثری در مهاجرت اولیـه نفـت داشته باشد.

و- فشار حرارتی آب (aquathermal pressuring): در اثر انبساط آب ناشی از حرارت زمین گرمایی، فشاری ایجاد می‌شود که در جابجایی هیدروکربن و مهاجرت نقش مفیدی دارد.

ی- زهکشی سنگ منشأ (Source Rock Drainage): فاکتور دیگری است که مهاجرت اولیه را کنترل می‌کند. در واقع توانایی سنگ منشأ در انتقال هیدروکربن تولید شده به لایه‌های سنگ معبر است.

ظرفیت زهکشی به ضخامت سنگ منشأ نیز بستگی دارد.

یک سنگ منشأ همگن ضخیم لایه، میزان هیدروکربن کمتری نسبت به سنگ منشأ لایه نازک، با همان ضخامت کل فراهم می‌کند.

مهاجرت ثانویه (Secondary migration)

مهاجرت ثانویه شامل حرکت نفت از طبقات هادی به سنگ‌های مخزن است، جاییکه نفت می‌تواند در آنجا به تله بیفتد.

برخلاف مهاجرت اولیه مکانیسم‌های دخیل در مهاجرت ثانویه بهتر شناخته شده‌اند.

نیروهای دخیل در مهاجرت ثانویه عبارتند از نیروی ارشمیدس یا شناوری (buoyancy).

نیروی هیدرودینامیکی و نیروی موبینگی پاکلاپیلاری، نیروی شناوری وابسته به اختلاف چگالی دو سیال است.

هر چه که این اختلاف بیشتر باشد مقدار نیروی شناوری دخیل در حرکت رو به بالای هیدروکربن بیشتر خواهد بود.

تعادل بین فشار موبینه و نیروی شناوری درپوش سنگ را می‌توان با معادله زیر بیان کرد:

$$۲r\left(\frac{۱}{r_s}-\frac{۱}{r_r}\right)=Z_o\times g\times(P_w-P_o)$$

r: کشش سطحی بین دو سیال (dyne/cm)

r_s: اندازه گلوگاه‌های منافذ در پوشش سنگ (cm)

r_r: اندازه گلوگاه‌های منافذ در سنگ مخزن (cm)

Z_o: ارتفاع ستون نفت (cm)

g: شتاب جاذبه (cm/s^2)

P_w: چگالی آب (gm/cc)

P_o: چگالی نفت (gm/cc)

برای نفت‌های سبک ۰/۷ و برای گاز ۰/۰۰۱ گرم بر سی‌سی می‌باشد.

نیروی شناور در سیستم آب- گاز در مقایسه با سیستم آب- نفت بیشتر است، زیرا اختلاف چگالی بین آب و گاز بیشتر از آب و نفت می‌باشد.

نیروی موبینگی علاوه بر زاویه ترشوندگی و کشش سطحی وابستگی زیادی به قطر منافذ سنگ‌ها دارد. قطرات هیدروکربن از سنگ‌های معبر در اثر نیروی شناوری، حرکت رو به بالای خود را ادامه می‌دهند.

تا جاییکه قطر منافذ موجود در سنگ‌ها بسیار کوچکتر از قطر قطرات هیدروکربن باشد. نیروی مویین با استفاده از رابطه زیر محاسبه می‌شود.

$$PC = 2r \left(\frac{1}{r_{seal}} - \frac{1}{r_{reservoir}}\right)$$

که در آن:

r: کشش سطحی بین دو سیال (dyne/cm)

r_{seal}: اندازه گلوگاه‌های حفرات پوشش سنگ (cm)

$r_{reservoir}$: اندازه گلوگاه‌های حفرات سنگ مخزن (cm) می‌باشد.

فشار درونی قطرات نفت و گاز موجود در مخازن اشباع از آب برابر است.

$$P_{\text{int}} = \frac{۲r}{r}$$

که در آن r شعاع قطر نفت و گاز حرکت کننده به بالا می‌باشد.

r کشش سطحی بین دو سیال (dyne/cm)

هرچه اندازه قطرات هیدروکربنی کوچکتر باشد، فشار درونی آنها بیشتر است و به سهولت می‌تواند به حرکت رو به بالای خود ادامه دهند وقتی قطرات نفت به مرز سنگ مخزن- پوش سنگ می‌رسد، اندازه منافذ موجود در سنگ بسیار کاهش می‌یابد، لذا فشار درونی آنها برای عبور از آن منافذ کافی نیست و از توقف باز می‌ایستد (به تله می‌افتند).

نیروهای هیدرودینامیکی رو به بالا نیز در حرکت رو به بالا هیدروکربن‌ها نقش مثبت دارند. نیروهای هیدرودینامیکی رو به پایین نیز در صورت وجود از حرکت رو به بالای نفت جلوگیری می‌کنند و در واقع نقش آنها همانند نقش موئینگی است. در صورت برقرار شدن شرط زیر مهاجرت ثانویه متوقف می‌شود و در اصطلاح گفته می‌شود نفت به تله افتاده است.

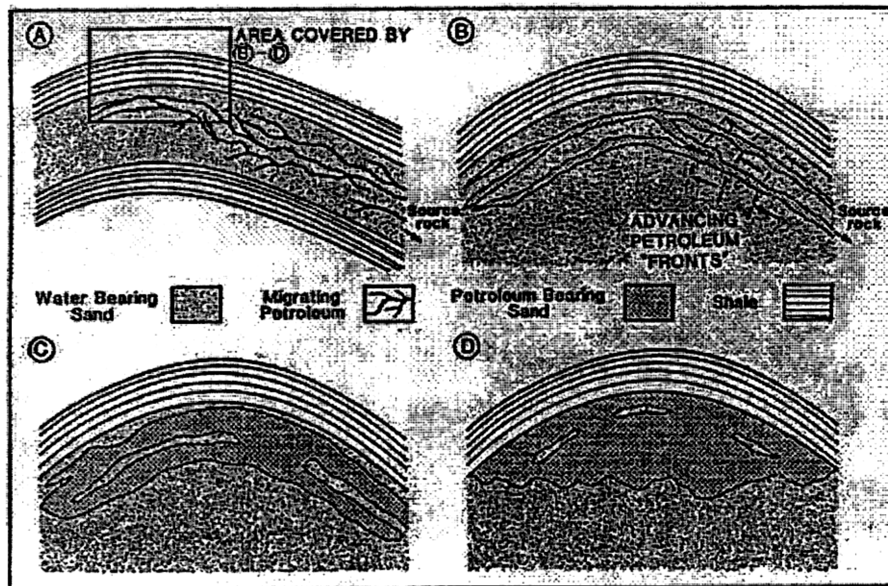
سطح تماس آب و نفت در بسیار از مخازن کج‌شدگی داشته و مقدار کج‌شدگی از یک متر تا دو متر و یا بیشتر در کیلومتر می‌باشد.

کج‌شدگی سبب جابجایی نفت و گاز از یک سوی مخزن به طرف دیگر آن می‌شود، این امر از نظر توسعه و استخراج چنین مخازنی حائز اهمیت می‌باشد.

مهاجرت سومین یا دیسمایگریشن (Dysmigration)

مهاجرت سومین یا دیسمایگریشن شامل تراوش نفتی که در یک تله ذخیره شده به سطح زمین و اکسیده شدن آن یا به تله نفتی دیگر است که مجدداً به تله می‌افتد.

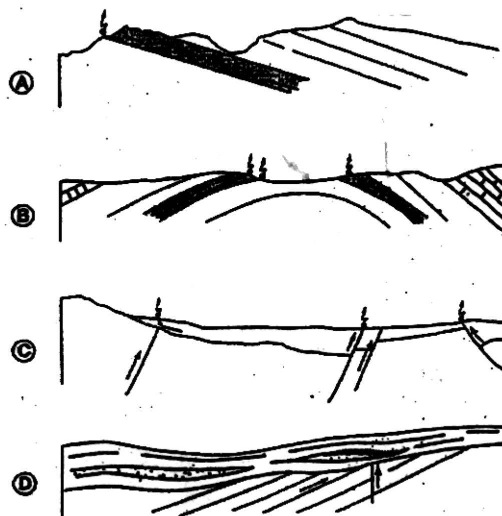
در شکل زیر پدیده دیسمایگریشن شامل تراوشات آن به سطح و تجمع آن در میادین ثانویه نشان داده شده است. تراوش سطحی هیدروکربن به سطح زمین یا کف دریا چشمه‌های نفتی را ایجاد می‌کند.



دیاگرام شماتیک نشان‌دهنده پرشدن تدریجی مخزن طی مهاجرت ثانویه

نحوه پرشدگی مخازن در تله‌های به هم مرتبط

زمانیکه نفت به سمت یک سری از تله‌ها که به هم مرتبط شده مهاجرت می‌کند، پدیده به تله افتادن تفریقی دست اندرکار تجمع نفت در تله‌ها می‌شود. این تئوری تله‌ای که توسط نفت و گاز پر شده است را بیان می‌کند.



پدیده دیسمایگریشن: A- تراوش سطحی نفت در یک رمپ هموکلاین، B- تراوش سطحی در تاقدیس، C- تراوش سطحی در طول گسل‌های عادی و معکوس و تله بازیافتی در بالای گسل، D- میدان نفتی ثانویه بالای یک ناپیوستگی

مرحله ۱ نفتگیر A دارای نفت و یک کلاهک گازی است. زمانیکه کامل پر شد دیگر نفت اضافی نمی‌تواند در آن تجمع یابد و آن را به نفتگیر B که فقط دارای نفت است مهاجرت می‌دهد؛ اما گاز مهاجرت کننده به تجمع در نفتگیر A طی مرحله ۱ ادامه خواهد داد. تله‌های C و D تنها دارای آب هستند.

در مرحله ۲ نفتگیر A با گاز پر شده است و تمام نفت به نفتگیر B جابجا شده است که بطور کامل توسط نفت پر شده است. نفت شروع به تراوش به نفتگیر C نموده است.

در مرحله ۳ تله A به صورت مخزن گازی باقی مانده است و هر دوی نفت و گاز وارده از آن عبور می‌کنند.

تله B اکنون دارای یک کلاهک گازی است و نفت از آن در اثر انبساط کلاهک گازی بایپس (bypass) شده است. نفتگیر C اکنون توسط نفت پر شده است اما هنوز کلاهک گازی ندارد.

تله D با آب پر شده است.

فاز گاز آزاد تنها زمانی می‌تواند شکل گیرد که تجمع مواد ارگانیکی به اندازه کافی باشد.

چنانچه مهاجرت در طول تله‌های به هم مرتبط ادامه پیدا می‌کند، کمبود فشار کاهش خواهد یافت تا زمانیکه زوال یابد. یعنی زمانی که گاز از محلول جدا می‌شود و تشکیل کلاهک گازی یا ذخیره گازی مستقل را می‌دهد و به این طریق نفت را به نفتگیرهایی که بالاتر واقع شده‌اند هدایت می‌کند.

فاکتورهای متعددی می‌توانند تغییراتی عمده در این خصوص ایجاد کنند که عبارتند از:

الف) زمان تشکیل تله

ب) تغییر در شیب محلی

ج) عمق تدفین و فشار و دمای همراه آن

د) برونزد نفتگیر در سطح

در طول مرحله اول تشکیل تجمعات هیدروکربنی ابتدا نفتگیرهای واقع شده در عمق بیشتر پر می‌شوند نفتگیرهای واقع در فراشیب توسط آب پر می‌شوند.

در صورتیکه بالا آمدگی (upplift) شدید باشد ممکن است تجمعات پیرامونی آن اکسید شده و از بین روند.

زمان بحرانی در یک سیستم نفتی

رابطه تجمع اقتصادی هیدروکربن و توالی فرآیندها را نشان می‌دهد (critical moment) بدین معناست که زمان زایش و تجمع نفت لازم است که بعد از تشکیل سنگ‌های مخزن و نفتگیر باشد چرا که در غیر اینصورت نفت تشکیل شده در سنگ منشأ به تله خواهد افتاد و تجزیه شده و از بین خواهد رفت.

سنگ مخزن

یکی از بخش‌های یک سیستم نفتی می‌باشد که مستعد ذخیره‌سازی هیدروکربن بوده و توسط سنگ‌های ناتراوا پوشیده می‌شود.

تخلخل (Prosity)، تراوایی (Permeability) به شکل هندسی (geometry)، فشار مویینگی (Capillary pressure) ترشدگی و درصد اشباع آب از مهمترین خواص مخازن هیدروکربنی هستند.

سنگ مخزن از نوع کربناته یا آواری هستند.

تخلخل

یکی از خصوصیات مهم سنگ‌های مخزن است و به صورت نسبت حجم فضاهای خالی به حجـم کـل سنگ تعریف می‌شود.

فضاهای خالی مخازن توسط آب یا هیدروکربن‌ها (گاز، نفت، نفت میعانی) پر شده اسـت. تخلخـل بـا استفاده از فرمولهای زیر محاسبه می‌شود.

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_g}{V_b} = \frac{V_p}{V_g + V_p}$$

که در آن V_p = حجم فضاهای خالی (منافذ)

V_b = حجم کل سنگ

V_g = حجم دانه‌ها است.

تخلخل بطور مستقیم با استفاده از آنالیز نمونه‌های مغزه و به طور غیرمستقیم با استفاده از آنالیز داده نمودارهای چاه پیلمی (نمودارهای نوترون، صـوتی یـا چگـالی) یـا بـر گـردان اکوسـتیک داده‌هـای لـرزه‌ای امکان‌پذیر است.

از نظر زمان تشکیل تخلخل را می‌توان به تخلخل اولیه و ثانویه تقسیم‌بندی نمود.

تخلخل اولیه (یا در حین رسوبگذاری مانند تخلخل‌های بین دانه‌ای و تخلخل درون دانه‌ای)

تخلخل ثانویه (تخلخل بعد از رسوبگذاری ناشی از فرآیندهای دیاژنزی مانند تخلخل‌های قالبی و بین بلوری)

از نظر کاربردی بودن به تخلخل کل، تخلخل مفید (مرتبط و بهم مرتبط) و تخلخل‌هـای جـدا افتـاده تقسیم می‌شوند.

کائولیست و کانی‌هایی که سطح مخصوص (Specific area) بالایی دارند، دارای مقدار قابل ملاحظه‌ای ریز تخلخل هستند.

ریز تخلخل‌ها دارای نیروی کاپیلاری بالا و منجر به آب اشباع شدگی کاهش نیـافتنی (S_{wir}) بـالایی می‌شوند.

ریز تخلخل‌ها طی فرآیندهای دیاژنزی در اثر پر شدگی درشت تخلخل‌ها توسـط کـانی‌هـای رسـی و سیمانها نیز ایجاد می‌شوند.

اندازه‌گیری تخلخل

برای یک نمونه تخلخل سه بخش قابل اندازه‌گیری وجود دارد که عبارتند از:

حجم منافذ (Pore volume, PV)

حجم ذرات (grain volum, GV)

حجم کل (bluk volum, BV)

برای تعیین تخلخل لازم است که دوتای این پارامترها محاسبه شود.

در آنالیزهای مغزه، تخلخل کل مقداری است که پس از خارج کردن آب جـذبی رس‌هـا انـدازه‌گیـری می‌شود.

اندازه‌گیری تخلخل با استفاده از روشهای زیر

۱) روش قانون بویل: در این روش تخلخل توسط انبساط گاز (gas expansion) پرفشار درون فضاهای خالی یک نمونه سنگ تمیز و خشک اندازه‌گیری می‌شود.

بطور معمول از گاز هلیم که گاز بسیار نافذی است برای اندازه‌گیری تخلخل استفاده می‌شود و به همین دلیل به تخلخل حاصل از این روش گاهی تخلخل هلیم سنگ (helium porosity) نیز گفته می‌شود.

حجم فضای خالی (pore volum) یا حجم دانه‌های سنگ (grain volum) بسته به نوع ابزار و روش مورد استفاده تعیین می‌شود.

حجم کل: اندازه‌گیری حجم کل برای بدست آوردن حجم فضای خالی (حجم منافذ) که از اختلاف بین حجم کل و حجم ذرات بدست می‌آید اهمیت دارد.

حجم ذرات: اندازه‌گیری حجم دانه به آسانی توسط دستگاهی که براساس قانون بویل عمل می‌کند انجام می‌شود.

یک نمونه خشک و تمیز در یک محفظه با حجم مشخص (Sample chamber) قرار داده می‌شود این محفظه از محفظه فشار بالا (upstream) یا محفظه حجم استاندارد (reference volum) مجزا شده است و در عین حال محفظه فشار بالا هم دارای حجم معین است.

فشار این محفظه فشار بالا تا حدود ۲۰۰psi رسانده و سپس از منبع گاز جدا می‌شود.

با توجه به مشخص بودن حجم دو محفظه حجم ذرات را می‌توان با فشارهای اولیه و ثانویه اندازه‌گیری شده و فرمولهای زیر محاسبه نمود:

V_R حجم محفظه مبنا

$$P_1V_R = P_2(V_R + V_S - V_G)$$

V_S: حجم محفظه نمونه

V_G: حجم ذرات نمونه

$$VG = \frac{P_2V_R + P_2V_S - P_1V_G}{P_2}$$

P_1: فشار اولیه در محفظه مبنا

P_2: فشار نهایی در سیستم

حجم منافذ: حجم منافذ اغلب به صورت غیرمستقیم از اختلاف حجم کل و حجم ذرات به دست می‌آید و همچنین می‌توان به صورت مستقیم و از معادلات قانون بویل به دست آورد.

روش مجموع سیالات (Summation of Fluids)

در این روش مقدار گاز و نفت و آب در فضای منافذ مغزه‌های تازه گرفته شده (fresh) با حجم مشخص اندازه‌گیری می‌شود.

روش اشباع دوباره

سومین روش اندازه‌گیری تخلخل در این روش لازم است نمونه‌ها قبل از آزمایش خشک و تمیز باشند.

روش اشباع دوباره معمولاً جهت بررسی کنترل کیفی در آزمایشگاه‌های ویژه مغزه SCAL استفاده می‌شود. چراکه بسیاری از اندازه‌گیری‌ها مستلزم اشباع دوباره مغزها هستند.

دقت اندازه‌گیری: تمام روشهای اندازه‌گیری تخلخل ذکر شده در صورتی که تمام محدودیتهای هر یک به دقت انجام شود دارای دقتی در حد ±۰/۵ واحد تخلخل می‌باشند.

اندازه‌گیری تخلخل با تجزیه و تحلیل تصویر BSE

تصاویر Back scattered Electron از مقاطع صیقلی پوشیده شده با کربن از میکروسکوپ الکترونی به دست می‌آید. این تصویر به صورت تصاویر خاکستری می‌باشد.

در این تصاویر با استفاده از نرم‌افزارهای تحلیل‌گر تصاویر (image analyzer) تخلخل دو بعدی و شکل هندسی خلل فرج (Pore geometey) نظیر مساحت، اندازه قطر و محیط منافذ را محاسبه می‌کنند.

قشرزدایی: تکنیکی است که قشر خارجی مجموعه پیکسل‌ها را حذف می‌کند در صورتیکه قشرزایی یک لایه پیکس به اطراف تصویر اضافه می‌کند.

تراوایی: توانایی محیط متخلخل برای انتقال سیال است. واحد اندازه‌گیری تراوایی دارسی (Darcy) است.

یک دارسی توانایی تراوایی یک سنگ است وقتی که بتواند در طی یک ثانیه اجازه عبور یک سانتی‌متر مکعب از یک مایع با گرانروی یک سانتی پوآز را از سطح مقطع یک سانتیمتر مربعی بدهد وقتی که گرادیان فشار یک آتمسفر باشد.

تخلخل حاصل از پتروگرافی

روش دیگر محاسبه تخلخل مطالعات پتروگرافی مقاطع نازک است.

در این روش بهتر است تخلخل‌های مقطع نازک با استفاده از یک روش مناسب مانند رنگ‌آمیزی توسط اپوکسی بلوداید (epoxy bluedyed) که منجر به آبی رنگ شدن تخلخل‌ها می‌شود مشخص شوند. روش دقیق‌تر تعیین تخلخل پتروگرافی استفاده از دستگاه شمارنده نقطه‌ای (Point counter) است.

تخلخل بدست آمده از روش تحلیل تصاویر میکروسکوپی

با استفاده از این تکنیک می‌توان تصاویر میکروسکوپی مقاطع نازک را مورد تجزیه تحلیل قرار داد و علاوه بر تخلخل پارامترهایی مانند قطر گلوگاه‌های تخلخل، طول و مساحت کانیها و حفرات را محاسبه نمود.

در تحلیل تصاویر دوتایی از روش قشرزایی (Dilation) جهت افزودن یک لایه پیکس به اطراف تصویر و از قشرزدایی Erosion جهت حذف لایه خارجی مجموع پیکسل‌ها استفاده می‌شود.

اندازه‌گیری تراوایی

تراوایی حاصل از تزریق هوای خشک: برای تعیین تراوایی از گاز (هوای) خشک به عنوان سیال استاندارد استفاده می‌شود، زیر این گاز کمترین واکنش را با سنگ دارد و به راحتی قابل استفاده است.

تراوایی بدست آمده از نمودار (NMR): نمودار NMR یا نمودار تشـدید مغناطیسـی هسـته‌ای بـه طـور گسترده‌ای توسط شرکتهای نفتی برای تخمین اندازه حفرات حاوی سیال، نوع سـیال و حجـم آن، تراوایـی سازند.

انواع تراوایی:

الف- تراوایی مطلق (absoulate permebility): زمانی که خلل و فرج از یک نـوع سـیال اشـباع شـده باشد.

ب- تراوایی مؤثر (effective permeability): زمانیکه فضاهای خالی با بیش از یک سیال پر شده باشند و یکی از آنها غالب باشد آن سیال اشباع شدگی بیشتری داشته باشد. تراوایی مؤثر تابع اشباع شدگی است.

قابلیت جریان یافتن هر فاز سیال با توجه به رابطه تراوایی به ویسکوزیته (k/μ) آن تعریف می‌شود.

بنابراین روشن است که مخازن نفتی به مخازن گازی، تراوایی بیشتری برای جریان یافتن لازم دارند.

ج) تراوایی نسبی (relative permeability): وقتی دو سـیال متحـرک در فضـاهای خـالی وجـود دارد مطرح می‌شود و از نسبت تراوایی مؤثر به مطلق برای آن فاز به دست می‌آید. این نوع تراوایی نیز تابع اشباع شدگی سیال است.

تراوایی نسبی عبارت است از:

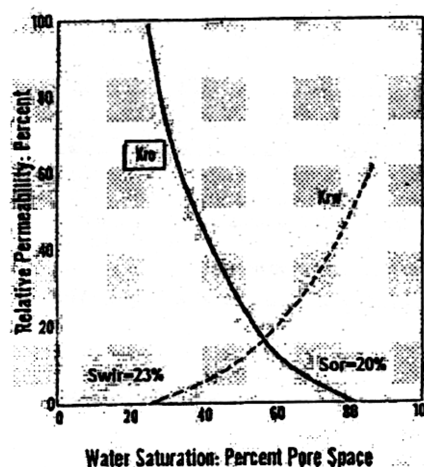
برای آب $krw = kw/k$

برای نفت $kro = ko/k$

برای گاز $krg = kg/k$

تراوایی نسبی برای آب و نفت و گاز به صورت ز بدست می‌آید:

$$k_{rw} = \frac{kw}{k}\ ,\ kro = \frac{ko}{k}\ ,\ krg = \frac{kg}{k}$$



الف- یک منحنی شاخص تراوایی نسبی برای سیستم دوفازی آب-نفت

محل شروع منحنی تراوایی با محور افقی، درصد اشباع آب کاهش نیافتنی نامیده می‌شود که معادل آبی است که به سنگهای مخزن چسبیده و غیرقابل قبول می‌شود.

محل تقاطع منحنی تراوایی با محور آب اشباع شدگی درصد اشباع نفت باقیمانده (residual oil saturation) نامیده می‌شود. روابط مختلفی برای محاسبه تراوایی نسبی آب و نفت با استفاده از درصد اشباع آب و نفت ارائه شده که یک نمونه به صورت زیر است:

$$kro = ((۰.۹ - S_w)/(۰.۹ - S_{wi}))^۲$$

$$krw = ((S_{wi} - S_w)/(۱ - S_{wi}))^۳$$

د) تراوایی پایه: (base permeability) به صورت تراوایی هیدروکربن در حضور آب کاهش نیافتنی تعریف می‌شود. به این معنی که در مخزن دارای آب و نفت، تراوایی پایه مؤثر در حضور درصد اشباع آب کاهش نیافتنی است.

فاکتورهای کنترل کننده تراوایی

الف) رابطه بین رخساره‌های رسوبی و تراوایی: رخساره‌های رسوبی بافت و فابریک یک سنگ را کنترل می‌کنند لذا تأثیر بسزایی بر روی تراوایی دارند.

ب) اثر ترکیب سنگ بر روی تراوایی و تخلخل: ترکیب یک سنگ، فشردگی شیمیایی و مکانیکی را در طی دیاژنز دفنی کنترل می‌کند که به شدت بر روی تراوایی و تخلخل تأثیر دارد.

ج) اثر عمق تدفین بر تراوایی: تراوایی به طور قابل ملاحظه‌ای با عمق کم می‌شود. کاهش تراوایی با عمق به افزایش سیمان، کاهش تخلخل ثانویه و افزایش فشار لایه‌های فوقانی و یا به عبارتی افزایش فشردگی، نسبت داده می‌شود که منجر به مسدودشدگی گلوگاه‌های تخلخل می‌شود.

رابطه تخلخل و تراوایی

در سنگهای آواری رابطه مشخصی بین تخلخل و تراوایی وجود دارد اما در مخازن کربناته که بعلت تأثیر فرآیندهای دیاژنزی به شدت ناهمگون هستند رابطه مشخصی بین تخلخل و تراوایی وجود نداشته و پیچیده است.

نوع تخلخل به رابطه تخلخل و تراوایی قابل تشخیص است.

فشار موییننگی: (Capillary pressure)

به صورت اختلاف فشار در سرتاسر مرز مشترک بین دو سیال غیرقابل امتزاج تعریف می‌شود:

$$PC = P_{non} - wetting\ \ phose - P_{wetting\ \ phase}$$

همچنین می‌توان از حاصلضرب اختلاف چگالی دو سیال ترکننده و عدم ترکننده (مانند آب و نفت) در ارتفاعی که سیال از ستون مویین بالا می‌رود بدست آورد.

این معادله همچنین برای محاسبه ارتفاع ستون نفت یا گاز بالای سطح آزاد آب (FWL) یا سطح آب-نفت و یا سطح گاز- آب بکار می‌رود.

$$PC = (P_w - P_o).g.h$$

معادله یانگ- لاپلاس نشان می‌دهد که این اختلاف فشار مویینگی با کشش سطحی r و زاویه ترشدگی θ رابطه مستقیم و با شعاع مؤثر فصل مشترک r رابطه عکس دارد.

$$PC = \frac{۲r\cos\theta}{r}$$

روش‌های محاسبه فشار مویینگی

۱) روش تزریق جیوه: این روش روی نمونه پلاگها (نمونه سنگ‌های استوانه‌ای تهیه شده از مغزه) یا خرده سنگهای خشک و تمیز شده می‌گردند. نمونه داخل محفظه‌ای قرار گرفته و سپس جیوه با فشار به آن تزریق می‌گردد. جیوه تزریق شده وارد فضای تخلخل‌های سنگ می‌شود تا همه آنها را پر کند.

۲) روش صفحه متخلخل (Purpose plate method)

۳) سیستم‌های گاز- آب شور (Gas- brine system): در ابتدا پلاگهای تست توسط آب شور اشباع می‌گردد. نیروی مویینگی روی پلاگهای تست و صفحه متخلخل اشباع از آب شور اعمال می‌شود. فشار جابجایی بالای صفحه متخلخل باعث می‌شود که سیال شور از پلاگ بیرون بریزد اما مانع جریان سیال جایگزین شده (هوا) می‌شود.

پلاگها از فواصل برداشته می‌شود و وزن می‌شوند تا زمانیکه تعادل وزنی (و بنابراین سیال) بدست می‌آید.

پس فشار بکار گرفته شده افزایش داده می‌شود و این فرآیند تکرار می‌شود تا زمانیکه منحنی کامل از ۶ نقطه بدست آید.

۴) سیستم‌های نفت- آب شور (Oil- brine systems): برای یک سیستم بطور کامل آب دوست، فشار کاپیلاری زهکشی نفت- آب شور می‌تواند از تبدیل داده‌های هوا- آب شور بدست می‌آید. فشار کاپیلاری زهکشی نفت- آب شور واقعی می‌تواند توسط یک هسلر (Hassler) برآزش شده با یک دیسک اشباع شده با آب شور بدست آید.

۵) روش سانتریفیوژ (Centerifure method): براساس افزایش مقدار g در معادله زیر طی چرخش پلاگ با شعاع و تعداد دور در دقیقه (rpm) معلوم است:

$$CP = hg(P_w - P_o)$$

آنگاه فشار مویینگی میانگین توسط معادله زیر بدست می‌آید:

$$CP(psi) = ۷.۹^{*}۱۰^{-۸}(P_۱ - P_۲)R^۲(r_b^۲ - r_t^۲)$$

$P_۱, P_۲$ چگالی دوناز

r_t, r_b برابر شعاع چرخش بالا و پایین مغزه

۶) تخمین فشار مویینگی با استفاده از روش (jfunction leveret):

تابع لورت J تلاشی جهت تطابق فشار مویینگی با ساختار منافذ (برحسب نسبت تراوایی بر تخلخل) است.

$$J(SW) = \frac{C.PC}{r.\cos\theta}\sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

که فشار مویینگی pc، r کشش سطحی، θ زاویه ترشدگی، k تراوایی، ϕ تخلخل و C فاکتور تبدیل واحد برای بدون واحد ساختن J(SW) است.

۷) آب اشباع شدگی

درصد اشباع آب یکی از پارامترهای مهم جهت محاسبه حجم ذخیره مخازن هیدروکربنی است با داشتن درصد اشباع آب می‌توان درصد اشباع نفت و گاز را محاسبه نمود.

$$s_w = \sqrt[n]{\frac{F.RW}{R_t}} = \sqrt[n]{\frac{a.R_W}{\phi^M R_t}}$$

پارامترهای معادله آرچی

(آب اشباع شدگی)

$$s_w = water\ saturation$$

(ضریب پیچاپیچی)

$$a : Tartuosity\ \ factor$$

(مقاومت آب سازندی)

$$R_w = \text{Re}sistivity\ of\ the\ formation\ water$$

(مقاومت واقعی سازند)

$$R_i : Ttrue\ \ resitivity$$

(تخلخل)

$$\phi = porosity$$

(ضریب سیمان شدگی)

$$M : cementation\ \ \text{exp}onent$$

(ضریب اشباع)

$$n : saturation\ \text{exp}onent$$

فاکتور مقاومت سازند به صورت مقاومت سنگ اشباع از آب (R_o) به مقاومت خود آب (R_W) تعریف می‌شود $F = \frac{R_o}{R_W}$ فاکتور مقاومت سازند از رابطه بین ضریب پیچاپیچی، تخلخل و ضریب سیمان شدگی به صورت زیر محاسبه نمود.

فرمول محاسبه آب اشباع شدگی $$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^2 R_t}}$$

زمانیکه داده‌های به حد کافی در دسترس نباشد آب اشباع شدگی را از فرمول کلی محاسبه کرد.

$$S_W = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}}$$

یکی از مهم‌ترین مسائل مهم مطرح در محاسبه آب اشباع شدگی مخازن تعیین دقیق ضرایب آرچی (a,n,m) می‌باشد.

انواع سنگ‌های مخزن

سنگ‌های مخزن از نظر سنگ‌شناسی شامل مخازن ماسه سنگی، کمربناته، غیرعادی هستند که در زیر تشریح شده‌اند.

۱) مخازن ماسه سنگی

ماسه سنگها مهم‌ترین مخازن نفت و گاز دنیا هستند. ماسه سنگها نسبت به سنگهای کربناته در مقابل فرآیندهای دیاژنزی مقاوم‌تر هستند. تخلخل و تراوایی دو پارامتر مهم ماسه سنگها هستند که کیفیت مخزنی آنها را کنترل می‌کنند. این پارامترها به نوبه خود به بافت، ترکیب، سیمان و ماتریکس وابسته‌اند؛ بنابراین کیفیت مخزنی سنگهای کربناته به منشأ، شرایط رسوبگذاری، محیط رسوبگذاری و فرآیندهای دیاژنزی بستگی دارد.

طبقه‌بندی ماسه سنگها

طبقه بندی مولک: بر اساس کانیهای کوارتز، فلدسپات و خرده سنگها می‌باشد.

به هفت گروه، کوارتز، آرنایت، ساپ لیتارنایت، لیتارنایت، لیتیک آرکوز و فلدسپاتیک لیتارنایت تقسیم می‌شود.

طبقه‌بندی پتی جان

در این طبقه‌بندی بافت سنگها نیز در نظر گرفته شده و به دو گروه تقسیم می‌شوند.

گروه اول: آنهایی هستند که بیشتر از ذرات ماسه‌ای تشکیل شده‌اند و کمتر از ۱۵٪ ماتریکس دارند.

گروه دوم: ماسه سنگهای کثیف نامیده می‌شود و ماتریکس آنها بیش از ۱۵٪ می‌باشد.

در واقع در این نوع تقسیم‌بندی بر اساس بافت و همچنین جنس ذرات تشکیل دهنده سنگ را تقسیم می‌کنند و سنگهایی که ماتریکس آنها کمتر از ۱۵٪ می‌باشند. شامل: کوارتز آرنایت، ساب آرکوز، ساب لیتارنایت، آرکوز آرنایت و لیتیک آرنایت می‌باشد.

و سنگهای که ماتریکس آنها بیش از ۱۵٪ می‌باشد عبارتند از کوارتزوک، آرکوزیک وک، فلدسپات گری وک و لیتیک گری وک و اگر درصد ماتریکس سنگ بیش از ۷۵٪ باشد مادستون‌ها را به وجود می‌آورد.

انواع تخلخل در ماسه سنگها

تخلخل اولیه: در زمانیکه رسوب بر جای گذاشته تشکیل می‌شود و شامل تخلخل بین دانه‌ای و تخلخل درون دانه‌ای می‌باشد.

تخلخل اولیه معمولاً در ماسه سنگها اصولاً به فرم تخلخل بین دانه‌ای است و به مچوریتی بافت رسوب وابسته است که عمدتاً توسط فرآیندها و محیط‌های رسوبگذاری و تا حد کمتری توسط مچوریتی ترکیبی کنترل می‌شود.

به طور کلی با افزایش اندازه دانه، جور شدگی رسوب بهتر بوده و اگر آرایش غیرمتراکم‌تر باشد دانه‌ها بهتر گرد شده باشند و مقدار رس کاهش یابد تخلخل افزایش می‌یابد.

فرآیندهای مؤثر در کاهش تخلخل

فشردگی و سیمانی شدن دو فرآیند اصلی دیاژنتیکی در کاهش تخلخل هستند.

فشردگی از چند متری زیر سطح رسوب به وقوع می‌پیوندد و به آرایش نزدیکتر دانه‌ها و عاقبت در اعماق صدها تا هزارات متری منجر به انحلال فشاری و نفوذ در هم دانه‌ها می‌شود.

دانه‌های لیتیک مخصوصاً به توسط روباره، مستعد تغییر شکل و خوردگی هستند، با این وجود سیمانی شدن فرآیند اصلی در کاهش تخلخل در ماسه سنگهاست، سیلیس، کلسیت و رس همگی می‌توانند به عنوان سیمان ته‌نشین شوند و حفرات را پوشانده و پر کنند و هم تخلخل و هم نفوذپذیری را کاهش دهند.

تخلخل ثانویه در ماسه سنگها

تخلخل ثانویه در طی دیاژنز در اثر انحلال و دولومیتی شدن و از طریق حرکات تکتونیکی که تولید شکستگی در سنگ می‌کند تشکیل می‌شود.

تخلخل ثانویه را می‌توان به توسط ویژگیهای زیر تشخیص داد که عبارتند از:

الف) انحلال بخشی از دانه‌ها

ب) رس‌های حاشیه‌ای حل نشده اطراف دانه‌های قبلی

ج) حفرات بزرگ یعنی حفرات بزرگتر از نظر اندازه و شکل دانه‌ها

دانه‌هایی که معمولاً انحلال حاصل می‌کنند شامل فلدسپاتها، دانه‌های با منشأ مکانیکی و کربناته بوده است.

سیمانها شامل کربناتها، زئولیت، رس و همچنین ممکن است سولفات باشد.

تخلخل در ماسه‌های حاوی نفت

تخلخل لازم برای ذخایر نفتی خوب ۲۰ تا ۳۰ درصد است. ماسه‌های حاوی نفت برنت ژوراسیک در شمال دریای شمال دارای تخلخل‌هایی هستند که مقدار زیادی توسط محیط رسوبگذاری کنترل شده و لیکن تخلخل ثانویه نیز اهمیت است.

محیط‌های رسوبی ماسه سنگها

۱) محیط‌های رودخانه‌ای: شامل سیستم‌های پیچیده‌ای از فرسایش، حمل رسوب و رسوبگذاری می‌باشد.

در حال حاضر سیستمهای رودخانه‌ای از مخروطهای افکنه تا رودخانه‌های مشبک بریده بریده با پیچش کم تا رودخانه‌ای ماندری در تغییر است.

به طور کلی ماسه سنگهای رودخانه‌ای معمولاً دارای قاعده مشخص و طبقه‌بندی مورب با تعدادی لایه‌بندی مسطح ولامیناسیون مورب می‌باشند و به صورت عدسی بوده و به طور جانبی دارای تداوم بیشتری باشند. ماسه سنگها از نظر بافتی و ترکیبی معمولاً ایمچور هستند و بیشتر آنها آرکوزیت آرنایت هستند.

انواع کانالهای رودخانه‌ای

مآندری: کانالهای ماندری دارای پیچش زیاد و یک کانال منفرد است.

مستقیم: ممکن است دارای سوهای حاشیه‌ای بوده و در هنگام آبدهی کـم دارای خـطالقعـر پیچیـده باشند.

بریده بریده: دارای پیچش کم ولیکن کانال در هنگام آبدهی به وسیله سرهای بریده بریده به کانالهای فرعی تقسیم می‌شود.

آناستوموسینگ: رودخانه‌های آناستوموسینگ دارای چندین کانال اصلی با پوشش کم یا زیاد هســتند که به توسط جزایر آبرفتی دائمی که اغلب دارای پوشش گیاهی هستند از یکدیگر جدا می‌شوند.

فاکتورهای تعیین کننده نوع رودخانه

فاکتورهای زیادی که در یک ناحیه وجود دارند تعیین کننده نـوع رودخانـه اسـت. از مهمتـرین ایـن فاکتورها، اندازه ذرات رسوب و شیب هستند. ضمناً آب و هوا نیز یک عامل تعیین کننـده مقـدار و تغییـرات فصلی است.

تغییرات آب و هوایی و حرکات تکتونیکی، نظیر بالا آمدگی ناحیه منشأ می‌تواند باعث تبدیل یک نوع رودخانه به نوع دیگر شود.

رخساره‌های مخروطه افکنه

در مناطق نیمه خشک، که بارانهای سنگین، کم یا به طور متناوب وجود دارد فراوان است.

رسوبات مخروط افکنه معمولاً درشت‌تر و بیشتر از گراول و ماسه تشـکیل شـده‌انـد. رسـوبات از نظـر ترکیبی ایمچورند و معمولاً دارای دامنه وسیعی از انواع دانه و پبل هستند که منعکس کننده زمـین‌شناسـی ناحیه منشأ است.

شکل مخروط افکنه به صورت توده‌های آواری گوه‌ای که با حوزه‌های گسلی محدود، نظیر گـرابن‌هـا، نیمه گرابن‌ها و حوزه‌های مجزا همراه هستند.

رخساره‌های بریده بریده

کانالهایش معین و کم عمق و در جایی که رسوبات در اندازه ماسه زیاد باشد به توسط دون‌ها پوشیده می‌شوند.

رسوبات رودخانه بریده بریده عمدتاً از رخساره‌های کانالی و سدی با طبقه‌بندی مورب مسطح و تابولار که در اثر مهاجرت مسدودن به طرف پایین دستا تشکیل شده‌اند درست شده است.

جریانهای قدیم اینجا یونی مودال و پراکندگی کم است.

رخساره‌های رودخانه مآندری

دارای کانال مشخص و زیر محیط‌های در خارج از کانال‌اند. کانال در روی کف دارای ساختمانهایی از نوع بزرگ هستند و این ساختمانها نیز در بخش تحتانی پوینت بار وجود دارد. حرکت دونها منجر به تشکیل طبقات مورب تراف می‌شود.

رخساره‌های رودخانه آناستوموسینگ

این نوع رودخانه قادر نیست به طور جانبی خیلی مهاجرت کند، زیرا جزایر آبرفتی پوشیده از گیاه است بنابراین رسوبات کانالی روی هم انباشته شده و می‌تواند توده‌های ماسه‌ای ضخیمی را تشکیل دهد.

محیط‌های دلتایی

محیط‌های پیچیده‌ای هستند که خصوصیات آنها توسط نوع سیستم رودخانه تأمین کننده رسوب، فرآیندهای ساحلی و آب و هوا تعیین می‌گردد. دلتاها به چندین قسمت تقسیم می‌شوند.

دشت دلتایی یا بالای دلتا به ناحیه‌ای که در پشت خط ساحلی قرار دارد اطلاق می‌شود و بخش بالاتر دشت دلتا که تحت نفوذ فرآیندهای رودخانه‌ای قرار دارد.

دلتاهای تحت نفوذ رودخانه

دلتاهای عصر حاضر و قدیم می‌سی‌سی‌پی مثال بارزی از یک دلتای تحت نفوذ رودخانه است.

دو نوع اصلی از این دلتاها عبارتند از:

دلتاهای کشیده: تعداد کمی رودخانه شاخه شاخه دارند یک کانال اصلی رسوب را به بخش جلویی دلتا، سپس به چندین کانال کوچکتر تقسیم می‌شود حمل می‌کند.

دلتاهای پهن: دارای تعدادی رودخانه شاخه به شاخه که برخی از آنها در گذشته غیرفعال بوده‌اند.

دلتاهای تحت نفوذ امواج: عمل امواج قوی در بخش جلویی دلتا ماسه‌های سد دهانه‌ای را دوباره به حرکت در آورده تا سدهای ساحلی و رشته‌های ساحلی را به وجود آورند.

دلتهای تحت نفوذ جزر و مد: این دلتاها در جایی که دامنه جزر و مد زیاد بوده و جریانهای رفت و برگشتی جزر و مدی مکانیسم اصلی پراکندگی رسوب در بخش جلویی دلتا باشد یافت می‌شود.

دلتاهای قدیمی: توالی این دلتاها به صورت پراکنده است این رسوبات به توسط توالی‌های اصلی به طرف بالا به طور فزاینده‌ای به گل سنگها و ماسه سنگهای غیر دریایی تبدیل می‌شود و بعد توسط یک یا چندین کانال قطع شده و ماسه‌های پر کننده آنها توسط لایه‌های زیرزغالی و زغالی پوشیده می‌شوند.

دلتاهای مخروطی: رسوبات مخروطی شکلی هستند که مستقیماً از ناحیه منشأ به داخل دریا یا دریاچه ریخته شده‌اند. اغلب در نزدیکی گسلی فعال جایی که کوهها بالا آمده‌اند و خرده‌های فرسایش یافته از طریق دره‌های عمیق مستقیماً به دریا و دریاچه وارد می‌شود تشکیل می‌شوند.

این دلتاها اغلب از گراول و ماسه تشکیل شده که توسط جریانهای خرده دار، لغزش‌های گراولی، سیلابهای رودخانه‌ای و سیلاب‌های ورقه‌ای به طرف مخروط حمل شده‌اند از نظر ساختمان داخلی، دلتاهای مخروطی اغلب از ماسه‌ای درشت و گراول با شیب زیاد تشکیل شده‌اند.

محیط‌های دریاچه‌ای:

رسوبات دریاچه‌ای منشأ متفاوتی دارد که عمده‌ترین آنها سه گروه آواری، شیمیایی و بیولوژیکی طبقه‌بندی می‌شود.

مهم‌ترین رسوبات دریاچه‌ای عبارتند از:

رسوبات آواری دریاچه‌ای

شامل قطعه سنگ‌ها، شن، ماسه و رس می‌باشند. به طور دائم از طریق رودخانه‌ها وارد دریاچه‌ها شده و ته‌نشت می‌گردند. رسوباتی که در مصب رودخانه‌ها ته نشین می‌شوند باعث تشکیل دلتا می‌گردند.

رسوبات آهکی دریاچه‌ای

دارای اهمیت چندانی نیستند و در اثر جمع شدن پوسته آهکی صدف‌ها، جلبک‌های آهکی سایر موجودات که دارای پوسته آهکی می‌باشند تشکیل می‌شوند و هم چنین در اثر ته نشین شدن کربنات کلسیم موجود در آب دریاچه‌ها نیز به وجود می‌آیند.

رسوبات آلی دریاچه‌ای

گیاهان و جانورانی که در دریاچه‌ها زندگی می‌کنند رسوبات قابل توجهی را تشکیل می‌دهند. به طور کلی برای تشکیل این نوع رسوبات دو نوع دریاچه لازم است.

رسوبات نمکی دریاچه‌ای

اگر در اثر تبخیر مواد محلول دریاچه‌ها به حد اشباع برسند مقداری از آنها رسوب می‌کنند.

از جمله رسوبات، نمک طعام (Nacl)، سولفات سدیم آبدار و کربنات سدیم آبدار را نام برد.

محیط‌های صحرایی

صحراها نواحی شدیداً خشک که در کمربندهای نیمه گرمسیری (عرض جغرافیایی ۲۰ تا ۳۰ درجه) قرار دارند، صرف نظر از نواحی ماسه سنگ بادی، مخروطه‌های افکنه، رودخانه‌های موقت، دریاچه‌های نمکی و دریاها در مناطق صحرایی یافت می‌شوند، نواحی گسترده‌ای از سنگهای فاقد پوشش نیز وجود دارد.

رخساره‌های ماسه بادی

ماسه‌های صحرائی بادی از پوشش نازک و ناپایدار تا رشته‌های با طول دهها کیلومتر تا دریائی از ماسه ضخیم و گسترده در تغییر است. ماسه‌های بادی همچنین در عرض جغرافیایی بالاتر در اثر باد بردگی دشت‌های شسته شده، که صحراهای سرد مناطق حاشیه یخچالی نامیده می‌شود.

محیط‌های یخچالی

دامنه وسیعی از موقعیت‌های رسوبگذاری از قاره‌ای تا دریایی، زیر یخچالی تا بالای یخچالی و رودخانه‌ای - یخچالی تا دریاچه‌ای - یخچالی را در بر می‌گیرد.

یخچالهای سرد

یخچالهای سرد دارای قاعده خشک هستند و مقدار زیادی خرده‌های سنگی در بخش قاعده‌ای به همراه خود دارند.

یخچالهای معتدل

دارای قاعده مرطوب بوده و مقدار رسوب کمتری دارند و لیکن سریع‌تر حرکت کرده و در نتیجه قدرت فرسایشی بیشتر دارند.

اختصاصات رسوبات یخچالی

معمولاً دارای گسترش جانبی وسیع در مقیاس منطقه‌ای، دارای ضخامتی در حدود چندین تا دهها متر، فاقد چینه‌بندی، دارای ماتریکس زیاد که قطعات را در بر می‌گیرد، ممکن است سیقلی بوده و دارای منشأ محلی و یا منشأ خارجی باشد.

چگونگی تشکیل ماسه سنگهای یخچالی

ماسه سنگها و کنگلومراهای با چینه‌بندی عدسی شکل معمولاً به صورت بین‌لایه‌ای یا همراه با تیلایت‌ها می‌باشند.

رسوبات دریاچه‌های یخچالی در جایی که رودخانه‌های دشت شسته شده، سازنده دلتا است دارای ماسه و گراول است.

محیطهای دریایی

مخازن ماسه سنگی محیطهای ساحلی تحت تاثیر امواج هستند. دارای مشخص‌های رخساره‌های پرانرژی، رسوبات ساحلی بهترین کیفیت مخزنی را در منطقه پسروی و پیشروی دارند.

در قسمت خارجی زون ساحلی لاگون‌ها، تپه‌های شنی و باتلاقها وجود دارد و قسمت داخلی (رو به دریا) شامل رخساره‌های دریایی کم عمق است.

رسوبات جزایر سدی (barrier bar) از ماسه‌های دارای جور شدگی خوب، متخلخل و تراوا تشکیل شده‌اند، ماسه‌های بند کفشی (shoestring) مثال خوبی از رسوبات ناحیه ساحلی هستند.

مخازن ماسه سنگی محیطهای دریایی عمیق: ماسه سنگهای مخروطه افکنه زیر دریایی (submarine fan) مستعد تشکیل مخازن در محیطهای عمیق دریایی هستند.

رسوبات تخریبی افکنه‌های زیر دریایی توسط جریانهای آشفته یا توربیدایتی ایجاد می‌شوند.

مخازن کربناته: سنگهای کربناته حدود ۲۰٪ سنگهای کربناته را تشکیل می‌دهند. بیش از ۶۵٪ مخازن خاورمیانه کربناته هستند. ۵۰٪ میادین خیلی بزرگ را تشکیل و حدود ۹۵٪ مخازن ایران کربناته هستند.

سنگهای کربناته به فرآیندهای دیاژنزی بسیار حساس هستند و کیفیت مخزنی آنها شدیداً تابع آن است.

اجزای سازنده سنگهای کربناته

دانه‌های اصلی، آلوکم‌ها، میکریت و اسپارایت اجزای اصلی سنگهای کربناته هستند. وجود میکریت فراوان نشان از انرژی پایین رسوبی و حضور اسپارایتها حاکی از محیط پرانرژی رسوبگذاری، دانه‌های اسکلتی و آلوکمها شامل دانه‌های اسکلتی، اپید، پلت، پلویید، پیزولیت، کورتوئید، اگرگیت، اینتراکلست، اکستراکلست و انکوئید هستند.

طبقه‌بندی سنگهای کربناته

طبقه‌بندی دانهام: این نوع در بین زمین‌شناسان نفت رواج بیشتری دارد زیرا ساده، سریع قابل انجام بوده و بیشتر با کیفیت مخزنی بر مبنای تخلخل و تراوایی مرتبط است.

بر اساس بافت به گروههای باندستون، گرنیستون، وکستون، پکستون و مادستون طبقه‌بندی می‌شوند.

باندستون یک اصطلاح کلی است و به سنگهای رسوبی که در آن اجزای اولیه در حین رسوبگذاری به هم متصلند اطلاق می‌شوند.

طبقه‌بندی فولک: این نوع طبقه‌بندی شباهت زیادی به طبقه‌بندی ماسه سنگها دارد که در آن آلوکم‌ها، اسپاریت و میکرایت به ترتیب از دانه‌های ماسه، سیمان و ماتریکس هستند.

طبقه‌بندی آرچی: به خواص سنگهای مخزن شامل تخلخل، تراوایی، منشأ مویینگی و مقاومت الکتریکی مرتبط است. در این نوع طبقه‌بندی نام سنگ از دو بخش تشکیل شده، بخش اول نشان دهنده نوع سنگ و بخش دوم نشان دهنده اندازه منافذ آن است.

طبقه‌بندی لوسیا: روشی کاربردی برای طبقه‌بندی سنگهای کربناته بر مبنای کیفیت مخزنی پیشنهاد کرده است. بر اساس تخلخل و تراوایی طبقه‌بندی می‌شود و از نظر زمین‌شناسان نفت بسیار مورد استفاده قرار می‌گیرد.

محیط رسوباتی کربناتها

کربناتها در محیط‌های مختلفی می‌توانند نهشته شوند مانند شلف‌های حاشیه‌دار کربناته (rimmed shelf)، رمپ‌های کربناته و رمپها شلفها حاشیه‌دار: شلف‌های حاشیه‌دار به دو بخش لاگون (Lagoon) و دریای باز (open marine) تقسیم می‌شوند.

لاگون تشکیل شده از رخساره‌های کم انرژی مثل ماد ستون با فسیلهای میلیولیر. در حالیکه دریای باز از رخساره‌های پر انرژی (در بخش تحت تأثیر جبهه امواج) تا کم انرژی در بخش دورتر از ساحل را در بر می‌گیرد.

رمپها: یکی از مهم‌ترین محیط‌های رسوبی کربناته هستند و به صورت محیط‌های کربناته با شیب خیلی کم در حدود یک درجه در کیلومتر تعریف می‌شوند.

از سه بخش اصلی:

رمپ داخلی (supratidal) یا ناحیه پشت رمپ

رمپ میانی (intertidal) یا ناحیه کم عمق رمپ

رمپ خارجی (supratial) یا ناحیه عمیق رمپ

ریفها: (reef) و بالا آمدگی‌های کربناته (build up) مجموعه‌های زیستی هستند که معمولاً مخازن هیدروکربنی خوبی را تشکیل می‌دهند.

بایوستروم (biostrum) و بایوهرم (bioherm) دو نوع ساختار مهم ریفی هستند.

بایوستروم دارای لایه‌بندی مسطح در حالیکه بایوهرم فاقد لایه‌بندی بوده و بیشتر به فرم عدسی می‌باشد.

ریف‌ها دارای تخلخل اولیه و ثانویه بالایی هستند. در پشت ریف رخساره‌های کم انرژی وکستونها و گل‌های کربناته تشکیل و بخش‌های جلویی تحت تأثیر امواج هستند و شامل رخساره‌های پر انرژی مانند گرینستونهای لائیدی هستند.

مخازن غیرعادی

مخازن کربناته و ماسه سنگی بهترین و بیشترین ذخایر نفتی دنیا هستند و حدود ٪۹۰ نفت و گاز دنیا در آنها تجمع یافته است.

شیلها، گرانیتها و سایر سنگهای آذرین و دگرگونی می‌توانند بعنوان مخزن عمل کنند. معمولاً علت ایجاد پتانسیل مخزنی در این نوع سنگها شکستگی است.

مخازن شکافدار

بخش مهمی از مخازن دنیا را تشکیل می‌دهند. در این مخازن تولید می‌تواند مستقیماً از شکاف به چاه باشد یا از شکاف به ماتریکس و از ماتریکس به چاه. فرق شکستگی‌ها با گسلها این است که در شکستگی‌ها جابجایی در امتداد صفحات شکستگی‌ها قائم، مایل یا افقی می‌توانند باشند.

رابطه پهنای شکافها با تراوایی

$$k_{۵۴} *۱۰^{۶} w^{۲}$$

k تراوایی بر حسب دارسی و w پهنای شکستگی بر حسب اینچ می‌باشد.

مخازن شکافدار در سنگهای زیر ایجاد می‌شوند.

سنگهای آهکی و دولومیتی: بیشتر مخازن شکافدار از این نوعند. دولومیت دارای خاصیت شکنندگی بالایی است و در اثر فشارهای وارده دچار شکستگی می‌شود.

دیاتومیت و چرت: بعلت داشتن بافت موزاییکی دانه‌ها به هم فشرده و شکننده هستند خاصیت شکنندگی چرت از دولومیت بیشتر است.

شیل‌ها و مارنها: سنگهای شیلی در صورت داشتن سیلیس خاصیت شکنندگی پیدا می‌کنند؛ اما شیل‌های رسی خاصیت پلاستیک دارند. همچنین مارنها و شیل‌ها غنی از مواد آلی دارای خاصیت شکل‌پذیری هستند.

سنگهای بستر و آذرین و دگرگونی: اگر در اعماق بوده و در معرض هوازدگی باشند شکننده می‌شوند.

عوامل کنترل کننده ایجاد شکستگی‌ها در سنگها:

۱) همگونی ترکیب سنگ: هر چه ترکیب سنگ همگن‌تر و یکنواخت‌تر باشند، تحت تأثیر فشارهای وارده شکل‌پذیرتر است. ناهمگونی ترکیب منجر به افزایش خاصیت شکنندگی سنگ می‌شود.

۲) فشارهای هم جانبه (لیتواستاتیک): با افزایش فشارهای محصور کننده خاصیت پلاستیکی سنگ بیشتر شده و دیرتر شکسته می‌شود.

۳) فشارهای سیال منفذی: در خلاف جهت فشار همه جانبه عمل کرده و با کاهش مقاومت سنگ خاصیت شکنندگی آن را بیشتر می‌کند.

۴) سیالات موجود در سنگ: تا قبل از مرحله شکست، سیالات منجر به مقاوم‌تر شدن در برابر شکست می‌شوند؛ اما بعد از آن نقش کاهنده مقاومت سنگ را ایفا می‌کنند.

۵) زمان: تنشهای طولانی مدت دارای دامنه تغییر شکل بیشتر نسبت به تنشهای کوتاه مدت و سریع دارند و سنگها زودتر شکسته می‌شوند.

۶) عمق: فشار لیتواستاتیک و درجه حرارت با افزایش عمق بیشتر و سنگها بیشتر حالت خمیری به خود می‌گیرند لذا خاصیت شکنندگی آنها کمتر می‌شود.

۷) درجه حرارت: تغییر شکل پلاستیکی سنگها با افزایش درجه حرارت افزایش می‌یابد و سنگ مقاوم‌تر و مقابل فشار دیرتر شکسته می‌شود.

فاکتورهای افزاینده کیفیت مخزنی (دیاژنزی مثبت)

انحلال یکی از فرآیندهای مهم است که طی آن سیمان، ماتریکس یا کانی ناپایدار تحت تأثیر سیالات متئوریک، سیالات مخزن، اسیدهای آلی حاصل از پختگی حرارتی کروژن که قبل از تولید هیدروکربن تشکیل می‌شوند یا سیالات مخزن حل شده و منجر به ایجاد تخلخلهای ثانویه می‌شود.

شکستگی یکی دیگر از فرایندهای دیاژنزی است که نقش مهمی در افزایش کیفیت مخزنی دارد. برخی مخازن دارای تخلخل و ذخیره قابل ملاحظه‌ای هستند، اما متأسفانه بعلت نبود تراوایی کافی تولید بسیار کمی دارند.

دولومیتی شدن

منجر به افزایش اندازه بلورها و تخلخل می‌شود قادر به افزایش کیفیت مخزن است. از ۷۵ تا ۸۰ درصد دولومیتی شدن با افزایش تخلخل و کیفیت مخزنی همراه است. از ۸۰ درصد به بالا بلورهای دولومیت در اثر رشد در هم قفل (inter locking) می‌شوند و تخلخل کاهش می‌یابد.

فاکتورهای کاهنده کیفیت مخزنی (دیاژنزی منفی)

فشردگی مکانیکی، فشردگی شیمیایی (انحلال فشاری)

سیمانی شدن

سیمان در کربناتها: سیمانی شدن یکی از فرآیندهای مخرب تخلخل و تراوایی و در نهایت کیفیت مخزنی است.

انواع مختلفی از سیمان در سنگهای کربناته وجود دارد- سیمانهای تشکیل شده در محیطهای متئوریک وزون و ادوز که نشان دهنده دیاژنز کم سرعت هستند سیمانها درشت بلور و شفاف هستند.

سیمانی شدن سیلیسی

یکی از متداولترین انواع سیمان شدن سیلیسی، رشد ثانویه کوارتز است، سیمان سیلیسی در اطراف دانه کوارتز ته‌نشین شده و دارای پیوستگی نوری می‌باشد؛ بنابراین دانه و سیمان در زیر نور پلاریزه با هم خاموش می‌شوند.

سیمانی شدن کربناته

کلسیت یکی از متداول‌ترین سیمانهای موجود در ماسه سنگهاست. سیمان ممکن است به صورتهای توزیع یکنواخت تا لکه‌ای تا تفکیک موضعی و کنکرسیون در تغییر باشد.

نفتگیر یا تله‌های نفتی: (Oil Traps)

نفتگیر یکی از بخش‌های مهم یک سیستم نفتی می‌باشد. زمانیکه نفت از سنگ منشأ تولید می‌شود به سمت لایه‌های نفوذپذیر حرکت می‌کند تا به سنگ‌های نفوذناپذیری برخورد کرده که مانع حرکت و فرار به بالای آن می‌شوند، در این حالت نفت به تله می‌افتد.

مشخصات یک نفتگیر

۱) تله (Crest) بالاترین بخش نفتگیر؛
۲) نقطه فرار (Spill point): پایین‌ترین بخش یک نفتگیر که نشان دهنده سطحی است که پایین‌تر از آن هیدروکربن تجمع نمی‌یابد؛
۳) بستگی یا کلوژور (Closure): فاصله قائم قله تا نقطه فرار آن را بستگی گویند. مقدار بستگی در منحنی تراز ساختمانی از اختلاف ارتفاع رأس تاقدیس و آخرین منحنی بسته ساختمانی بدست می‌آید.

از نظر سیالات و سطوح تماس آنها یک نفتگیر دارای بخش‌های زیر است:

owc: سطح تماس آب- نفت (Oil- water contact)

Goc: سطح تماس گاز- نفت (Gas- Oil contact)

Gwc: سطح تماس گاز- نفت

آب زیرین (واقع در زیر ستون هیدروکربنی)، آب حاشیه‌ای یا کناری (واقع در حاشیه ستون هیدروکربنی) نفت، گاز، نفت میعانی (Condensate) هیدراتهای گازی (gas hydrates) سیالات یک نفتگیر هستند.

مخروطی شدن در مخازن نفتی (Coning): عبارتست از حالتی که سطح بین دو سیال (به طور شاخص آب- نفت) در اثر تولید سیاه بالایی به سمت بالا بصورت مخروطی شکل در می‌آید.

انواع نفتگیرها

نفتگیرهای ساختمانی (نفتگیرهای ناشی از چین‌خوردگی، نفتگیرهای گسلی و نفتگیرهای مرتبط با گنبدهای نمکی)، نفتگیرهای چینه‌ای (نفتگیرهای مرتبط با سطح ناپیوستگی و نفتگیرهای غیرمرتبط با سطح ناپیوستگی‌ها، نفتگیرهای پالئوزئومورفولوژیک (توپوگرافی مدفون)، نفتگیرهای هیدرودینامیکی و نفتگیرهای مرکب.

نفتگیرهای ساختمانی در اثر نیروهای تکتونیکی تشکیل می‌شوند و به سه گروه اصلی زیر تقسیم می‌شوند:

الف) نفتگیرهای ناشی از چین‌خوردگی

سه نوع نفتگیر ناشی از چین‌خوردگی وجود دارند که عبارتند از نفتگیرهای ناشی از نیروهای فشارشی (Compressional pressure) اختلاف فشردگی (differential compactial) و فرآیندهای دیاپیری.

نفتگیرهای ناشی از چین‌خوردگی به گروههای زیر تقسیم می‌شوند:

- نفتگیرهای تاقدیسی ساده
- تاقدیس بالا زدگی (uplift)
- نفتگیرهای وابسته تراستی
- چین‌خوردگی‌های ناشی از اختلاف در فشردگی

ب) نفتگیرهای گسلی

گسل‌ها تشکیل دهنده برخی از نفتگیرهای مهم دنیا هستند دو شرط لازم برای اینکه گسلها تشکیل نفتگیر را بدهند عبارتند از:

۱- گسل لایه‌های مخزنی را در مقابل لایه‌های ناتراوا قرار دهد.

۲- سطح گسل باید عایق باشد (seal).

اگر سطح تماس آب- هیدروکربن مزبور در اطراف گسل متفاوت باشد بیانگر عایق بودن سطح گسل است. اگر هیدروکربن در یک طرف سطح گسل واقع شده باشد و طرف دیگر فاقد هیدروکربن باشد دلیلی دیگر بر عایق بودن سطح گسل است.

انواع نفتگیرهای گسلی عبارتند از:

الف- نفتگیرهای تشکیل شده در اثر گسل نرمال

ب- نفتگیرهای تشکیل شده در اثر گسل معکوس

ج- نفتگیرهای تشکیل شده در اثر گسل تراشی (گسلهای معکوس با شیب کمتر از ۴۵ درجه)

د- نفتگیرهای تشکیل شده در اثر گسل امتداد لغز (راستا لغز)

ه- نفتگیرهای تشکیل شده در اثر گسلهای رشدی

در گسلهای نرمال زمانی که جابجایی عمودی کمتر از ضخامت لایه بوده و شیب لایه‌ها موافق شیب گسل است، سطح گسل بصورت هادی عمل می‌کند.

در گسلهای معکوس نیز زمانی که جابجایی عمودی کمتر از ضخامت لایه بوده و شیب لایه‌ها مخالف شیب گسل است، سطح گسل بصورت هادی عمل می‌کند.

کمترین مقدار نفتگیری در گسلهای معکوس حالتی است که جابجایی عمودی کمتر ضخامت لایه بوده و شیب لایه‌ها موافق شیب گسل است. بیشترین مقدار نفتگیری چه در گسلهای نرمال و چه در گسلهای معکوس حالتی است که جابجایی عمودی بیشتر از ضخامت لایه باشد، صرفنظر از اینکه شیب لایه-های موافق یا مخالف گسل است.

ج) نفتگیرهای در ارتباط با گنبدهای نمکی

فرآیند دیاپیریسیم ایجاد کلیه‌ی نفتگیرهاست که به آنها نفتگیرهای در ارتباط با گنبدهای نمکی اطلاق می‌گردد.

انواع نفتگیرهای در ارتباط با گنبدهای نمکی عبارتند از:

- نفتگیرهای تشکیل شده در مجاور گنبدهای نمکی:

۱- ناشی از تغییر رخساره ۲- ناودیسهای حاشیه‌ای اولیه یا PRS (Primary Rimsynelines) ۳- ناودیسهای حاشیه‌ای ثانویه یا SRS (Secondary Rimsynelines) ۴- ساختارهای لاک‌پشتی (turtle structures) ۵- نفتگیرهای گسلی

- نفتگیرهای تشکیل شده در بالای گنبدهای نمکی:

۱- نفتگیرهای تاقدیسی ساده ۲- ناودیسهای حاشیه‌ای ثالث یا TRS (Tertiary Rimsynelines) ۳- نفتگیرهای گسلی.

در یک تقسیم‌بندی دیگر نفتگیرهای بالای گنبد نمکی به دو گروه نفتگیرهای کلاهک و فوق کلاهک طبقه‌بندی می‌شوند.

نفتگیرهای چینه‌ای

در اثر تغییرات لیتولوژیکی طی رسوبگذاری یا بعد از آن مانند فرآیندهای دیاژنزی تشکیل می‌شوند.

علم چینه‌شناسی لرزه‌ای و چینه‌نگاری سکانسی کمک فراوانی به تشخیص تله‌های چینه‌ای نموده است. امروزه زمین‌شناسان نفت و ژئوفیزیک با استفاده از ابر رایانه‌ها و نرم‌افزارهای پیشرفته مانند charisma، Eagro- Jason و Petrel قادر به تعبیر و تفسیر و مدلسازی تله‌های چینه‌ای می‌باشند؛ اما اکتشاف تله‌های چینه‌ای گسترش کمتری داشته و ذخیره آنها معمولاً بسیار کمتر از نفتگیرهای ساختمانی است. دریای خزر در کشورمان دارای تله‌های چینه‌ای فراوانی است و هم اکنون برنامه‌هایی برای حفاری و اکتشاف در بخش ایرانی در دست اجراست.

نفتگیرهای مرتبط، ناپیوستگی‌ها

الف- نفتگیرهای بالای سطح ناپیوستگی ب- نفتگیرهای زیرسطحی ناپیوستگی

سطوح ناپیوستگی‌ها می‌توانند مستعد ایجاد تله‌های نفتی باشند. ناپیوستگی‌ها نشان دهنده دوره‌های وقفه در رسوبگذاری کوتاه مدت و متوسط (hiatus, diastem) و بلند مدت (gap) هستند. در صورتی‌که بعد از دوره فرسایش رسوبات متخلخل و تراوا مانند ماسه سنگ‌های ساحلی روی سطح ناپیوستگی پیشروی کنند.

که به این پدیده Onlapping نیز گفته می‌شود و می‌توانند سنگ مخزن خوبی تشکیل دهند؛ اما برای تشکیل نفتگیر لازم است که مخزن مزبور توسط رسوبات نفوذناپذیر مانند شیل‌ها یا تبخیرها پوشیده می‌شود تا مانع فرار نفت شود. نفتگیرهای بالای سطح ناپیوستگی می‌توانند به صورت دره‌های محدود (restrieted valley) که در آن کانال ماسه سنگی سطح ناپیوستگی را قطع و توسط رسوبات نفوذناپذیر پوشیده می‌شود. دره‌های امتدادی (strike- valley) که در آن ماسه سنگهای مخزنی در فرو رفتگی داخل تناوب سنگهای سخت و سست تشکیل شده‌اند، ظاهر شوند.

نفتگیرهای بدون ارتباط با ناپیوستگی‌ها به دو گروه چینه‌ای اولیه (تغییر رخساره‌ای) و چینه‌ای ثانویه (دیاژنزی) طبقه‌بندی می‌شوند.

الف- تغییر رخساره‌ای

این نفتگیرها به طور غالب در رسوبات مربوط به محیطهای مانند کانالها (Channels)، سدها (bars) و ریف‌ها (reefs) تشکیل می‌شوند.

این رسوبات به سادگی تغییر رخساره می‌دهند به همین دلیل نفتگیرهای این گروه حاصل تبدیل رسوبات متخلخل و تراوا به رسوبات فاقد تخلخل و تراوایی و دارای فشار موینگی بالا هستند. نفتگیرهای کانالی یکی از انواع مهم نفتگیرهای چینه‌ای اولیه هستند.

نفتگیرهای ریفی و بیدآیها دور پخت هم چینه‌ای هستند و پتانسیل ذخیره نفتی خوبی دارند. تفاوت ریف‌ها و بیدآیها (بالا آمدگی‌های کربناته) این است که ریف‌ها توسط مرجانها تشکیل می‌شود در حالی که بیدآیها توسط سایر موجودات تولید کننده کربنات مانند بریوزوئرها می‌توانند تشکیل شوند.

نفتگیرهای پشته‌های سدی (barrierrbar) و ماسه‌های بند کفشی (shoestring sands) تشکیل دهنده مخازن مهمی در دنیا هستند. پشته‌های سدی همواره در معرض امواج آب دریا قرار دارند بنابراین انرژی بالای امواج منجر به شسته شدن ذرات رس و ماتریکس می‌شود.

گاهی رسوبات پشته‌های سدی به موازات ساحل قدیمی گسترش می‌یابند و تشکیل نفتگیرهای بند کفشی را می‌دهند.

ب- نفتگیرهای دیاژنزی

نفتگیرهای دیاژنزی از طریق ایجاد تخلخل ثانویه در سنگهایی که مخزن نیستند شکل می‌گیرند. فرآیندهای دیاژنزی دخیل در تشکیل این نفتگیرها عمدتاً شامل انحلال، شکستگی و جانشینی می‌باشند. به این تله‌ها، نفتگیرهای چینه‌ای ثانویه نیز گفته می‌شود.

نفتگیرهای PGM یا پالئوژئومورفولوژیک

نفتگیرهای پالئوژئومورفولوژیک یا توپوگرافی مدفون در اثر عوامل فیزیکی مانند حفر دره‌ها و پر شدن آنها ابتدا توسط رسوبات متخلخل و تراوا و سپس توسط رسوبات نفوذناپذیر تشکیل می‌شوند. این نوع نفتگیرها بسته به اینکه تشکیل ریختهای (Feature) برآمده یا فرو رفته را بدهند به دو گروه PGM مثبت (حالت اول) و PGM منفی (حالت دوم) تقسیم می‌شوند. کانال‌های مدفون از نوع نفتگیرهای توپوگرافی مدفون منفی و تپه‌های مدفون از نوع مثبت آنها هستند.

نفتگیرهای هیدرودینامیکی

اگر حرکت رو به پایین آب مانع حرکت رو به بالای هیدروکربن‌ها شود، نفتگیر حاصله از نوع هیدرودینامیکی نامیده می‌شود. البته همیشه این حالت وجود ندارد. گاهی حرکت رو به بالای آب باعث به تله افتادن نفت می‌شود. مقدار ظرفیت نفتگیر در این حالت نسبت به حالت قبل کمتر است.

نفتگیرهای مرکب

در نفتگیرهای مرکب ترکیب دو یا چند مجموعه از عوامل ساختمانی، چینه‌ای و هیدرودینامیکی ایجاد نفتگیر می‌نماید.

نفتگیرهای مرکب حدود ۹ درصد از ذخایر نفتی دنیا را در خود جای داده‌اند. نفتگیرهای تاقدیسی حدود ۷۵٪ از ذخایر نفتی دنیا را شامل می‌شوند.

میدان‌های عظیم نفتی (giant oilfield) با بیش از ۵۰۰ میلیون شبکه ذخیره در نفتگیرهای تاقدیسی تشکیل شده‌اند. نفتگیرهای گسلی (۱٪) و مرتبط با گنبد نمکی (۲٪) کمترین ذخایر نفتی شناخته شده دنیا را در بر می‌گیرند. حدود ۱۳٪ از نفت شناخته شده دنیا در نفتگیرهای چینه‌ای تجمع یافته است.

مرز آب- نفت اقتصادی

مرز آب- نفت اقتصادی محل تلاقی منحنی تراوایی نسبی نفت (K_{ro}) و آب (K_{rw}) است و بیانگر درصد اشباعی از آب است که پایین‌تر از آن تولید نفت بیشتر از تولید آب است یا درصد اشباعی از نفت است که بالاتر از آن نفت به اندازه اقتصادی به داخل چاه تولید می‌شود. در مخازن گازی مرز آب- گاز اقتصادی نیز تعریف مشابهی با آنچه گفته شد خواهد داشت.

مرز آب- نفت تولیدی

(Productive oil- water contact) مرزی است که تولید آب بیشتر از نفت است، به طوریکه تولید نفت اقتصادی نیست. این مرز معمولاً منطق بر آب اشباع شدگی ۸۵ تا ۸۰٪ یا نفت اشباع شدگی ۱۵ تا ۲۰٪ است. مرز نفت آزاد (Free Oil level) مرزی است که در آن اشباع نفت ۱۰۰٪ و مرز آب آزاد مرزی است که در آن اشباع آب برابر ۱۰۰٪ است.

معمولاً کل ضخامت ستون نفتی تولیدی نیست و تنها بخشهایی از آن کیفیت مخزنی خوب توان تولید مناسبی دارند که به آنها زونهای تولیدی خاص (Ntetpay) یا Pay zones گفته می‌شود. اصطلاح Groos نیز به کل ضخامت ستون نفتی شامل زونهای تولیدی خالص و ناخالص گفته می‌شود.

تلفیق منحنی‌های تراوایی نسبی و فشار مویینگی

تلفیق منحنی‌های تراوایی نسبی و فشار مویینگی می‌تواند اطلاعات با ارزش در خصوص ضخامت زون تدریجی یا تحولی نفت و آب فراهم کند. در یک مخزن نفتی معمولاً سه زون بر اساس خواص سنگ (فشار مویینگی) و سیال (وجود آب یا هیدروکربن) وجود دارند.

قسمت زیرین که ناحیه اشباع شده با ۱۰۰٪ آب است. قسمت میانی که نفت و آب با هم وجود دارند و به تدریج به سمت بالا از اشباع آب کاسته شده و به اشباع نفت افزوده می‌شود و قسمت فوقانی که ۱۰۰٪ با نفت اشباع است.

پوش سنگ

پوش سنگ (Cap rock) یا Seal سنگی ناتراوا است که از حرکت رو به بالای هیدروکربن در مخزن جلوگیری می‌کند و باعث به تله افتادن نفت و سیالات مهاجرت کننده می‌شود. مهمترین پوش سنگها به ترتیب اهمیت به قرار زیرند:

تبخیری‌ها: سنگ‌های تبخیری مانند انیدریت و نمک مهمترین پوش سنگ‌ها هستند. یکی از خـواص مهم سنگ‌های تبخیری مانند نمک این است که وقتی تدفین می‌شود در اثـر دمـا و فشـار طبقـات فوقـانی خاصیت پلاستیک پیدا می‌کنند. یعنی در اثر فشارهای وارده دچار شکستگی نمی‌شوند و حالت خمیـری بـه خود می‌گیرند. این مسأله منجر به انعطاف‌پذیری قابل ملاحظه آنها به عنوان سدهای تراوایی و باعث به تلـه افتادن هیدروکربن‌ها می‌شود.

آواری‌ها: سنگ‌های آواری مانند شیل می‌توانند پوش سنگ‌های خوبی تشـکیل دهنـد. اکثـر میـادین بزرگ جهان (giant oil field) دارای پوش سنگهای شیلی هستند. شیل‌هـا پـس از تبخیریهـا در درجـه دوم اهمیت هستند و در مناطقی که از نظر تکنوتیکی فعالیت بالایی دارند نسبت به سنگ‌های کربناته شـکننده بهتر عمل می‌کنند. دیگر سنگهای آواری که در اثر سیمانی شدن یا تراکم به سنگهایی ناتراوا تبدیل شده‌انـد نیز می‌توانند نفت پوش سنگ را ایفا کنند.

کربنات‌ها: سنگ‌های کربناته هم مـی‌تواننـد در صـورت عـدم داشـتن تخلخـل و تراوایـی مـانع فـرار هیدروکربن شوند؛ اما کربنات‌ها و مخصوصاً سنگ‌های دولومیتی به شدت شکننده هستند و در مناطقی کـه از نظر تکتونیکی فعال هستند ممکن است در اثر نیروهای وارده دچار شکستگی شده و خاصیت پوش سنگی آنها از بین رود.

نیروهای درگیر در مرز پوش سنگ به مخزن

فشار مویینگی یا Capillary pressure: هر چه اندازه منافذ بیشتر باشد مقدار فشار مـویینگی نیـز بـالا خواهد بود. یکی از خواص مهم پوش سنگ‌ها این است که به علت منافذ بسـیار ریـز دارای فشـار مـویینگی بالایی هستند که این امر مانع فرار هیدروکربن می‌شود.

نیروی شناوری یا Buoyancy: که در مهاجرت جانبی یا عمودی هیدروکربن به سمت بالا عمل می‌کند.

نیروهای هیدرودینامیکی رو به بالا: منجر به مهاجرت و جابجایی هیدروکربن می‌شود.

نیروهای هیدرودینامیکی رو به پایین: منجر به توقف حرکت رو به بالای هیدروکربن و به تلـه افتـادن آن می‌شود.

کیفیت پوش سنگ

کیفیت پوش سنگ با - ضخامت آن - گسترش جانبی آن - ارتفاع ستون هیدروکربن زیر آن و - فشار جابجایی بستگی مستقیم دارد.

مسلم است که هر چه ضخامت و گسترش جانبی یک پوش سنگ بیشتر باشد، کیفیت آن بهتر خواهد بود. ارتفاع ستون هیدروکربن زیر یک پوش سنگ نیز دال بر توان باز دارندگی آن است. هرچه پـوش سـنگ بتواند ارتفاع بیشتری از ستون هیدروکربن را در برگیـرد، نشـان از کیفیـت و تـوان بازدارنـدگی مناسـب آن خواهد شد.

فشار جابجایی یا pb حداقل فشاری است که برای جابجایی سیال (مانند آب، جیـوه) در منافـذ پـوش سنگ لازم است. هرچه فشار جابجایی یک لایه پوش سنگی بیشتر باشد، کیفیـت یـا تـوان بازدارنـدگی نیـز بیشتر می‌شود. فشار جابجایی لایه پوش سنگی به مراتب بالاتر از یک لایه مخزنی است، چرا که به علت قطر

موبین گلوگاههای تخلخل فشار بسیار بالایی نسبت به یک لایه مخزنی متخلخل و تراوا لازم است تا جیوه بتواند وارد منافذ سنگ شود.

خواص پوش سنگ

سنگ‌شناسی (lithology): سنگ‌شناسی یکی از خواص مهم پوش سنگ است. هر نوع سنگی می‌تواند نقش پوش سنگ را ایفا کند، به شرطی که مقدار pb آن بیشتر از نیروی شناوری رو بـه بـالای سـتون نفـت باشد؛ اما سنگ‌های تبخیری، آواری‌های دانه ریز مانند شیل‌ها و کربنات‌های دارای فشـار مـوبینگی بـالا بـه ترتیب بهترین پوش سنگها هستند؛ اما همانطور که قبلاً بحث شد سـنگ‌هـای کربناتـه شـکننده بـوده و در درجات آخر اهمیت هستند.

ضخامت (Thick ness): هر چه ضخامت پوش سنگ بیشتر باشد کیفیت آن بهتر خواهد بود. ضـخامت پوش سنگ در مناطقی که دارای گسل هستند از اهمیت زیادی برخوردار است، چرا که در صورت نازک لایه بودن ممکن است در مناطق فعال تکتونیکی دچار شکستگی شده و خاصیت پوش سـنگی خـود را از دسـت دهد. البته پوش سنگهای انعطاف‌پذیر مانند تبخیرها در مقایسه با پوش سنگهای شکننده ضـخامت کمتـری لازم دارند تا بتوانند ارتفاع ستون هیدروکربن را تحمل کنند.

تداوم جانبی

وجود سنگ‌شناسی مناسب و ضخامت کافی برای جلـوگیری از فـرار هیـدروکربن کـافی نیسـت. لازم است که پوش سنگ‌ها به طور جانبی تداوم کافی داشته باشند.

انعطاف‌پذیری (Ductility)

پوشش سنگ‌های انعطاف پذیر به ویژه در مناطق تکتونیکی دارای اهمیت ویژه‌ای هسـتند. سـنگهای شکننده در مناطقی که دچار چین‌خوردگی‌اند ممکن است دچار شکستگی شده و خاصیت بازدارندگی خـود را از دست دهند. تبخیری‌ها در سطح شکننده هستند اما در اعماق بیشتر دارای خاصیت پلاستیک می‌شوند و در چنین مناطقی در اثر تنش‌های وارده جریان می‌یابند و ساختارهای پیچیده‌ای را ایجاد می‌کنند. ترتیب خاصیت انعطاف‌پذیری سنگ‌ها به صورت زیر می‌باشد.

نمک ←انیدریت ← شیل‌های حاوی مواد آلی ← شیل‌های رسی ← شیل‌های سیلتی ← گلسنگ‌هـای آهکی ← آهک‌های دانه ریز ← چرت

خواص موبین پوش سنگ

مهمترین خاصیت یک پوش سنگ فشار جابجایی آن یا حداقل فشاری است که برای جابجایی پـوش سنگ است و بستگی به قطر منافذ پوش سنگ، ترشوندکی و کشش سطحی بین آب - هیدروکربن دارد.

$$p_d = \frac{-۲\sigma \cos\theta}{r}$$

عواملی که منجر به افزایش فشار جابجایی و در نتیجه کیفیت بهتر سنگ پوش‌اند:

الف: کاهش قطر منافذ پوشش سنگ

ب: افزایش کشش سطحی بین آب - هیدروکربن

ج: کاهش ترشوندگی

انتشار درپوش سنگ

پدیده انتشار درپوش سنگها به نوع:

۱) هیدروکربنها و اندازه مولکولهای آن
۲) خواص موینین خلل و فرج، کشش سطحی آنها
۳) زمان لازم برای انتشار بستگی دارد

بنابراین مؤثرترین پوش سنگ‌ها آنهایی هستند که میزان انتشار آنها در حد صفر یا بسیار ناچیز باشد. اگر هیدروکربن مخزن از نوع نفت باشد به علت اندازه درشت مولکولهای آن پدیده انتشار و تراوش بسیار ناچیز است؛ اما اگر مخزن از نوع گازی بوده و پوشش سنگ آن انیدریت یا نمک (که فاقد آب هستند) باشد میزان تراوش در حد صفر است؛ اما اگر پوشش سنگ مخزن گازی لایه شیلی آبدار باشد انتظار می‌رود به مرور زمان مولکولهای گاز متان که اندازه کوچکی دارند از طریق پدیده انتشار از مخزن خارج شوند و طی زمان زمین‌شناسی کاهش حجم ذخیره را خواهد داشت.

پوش سنگ‌های غیرعادی

گاهی اوقات پوش سنگهای غیرعادی روی تجمعات نفتی مشاهده می‌شوند. یک گروه از این نوع شامل پوش سنگهای دیاژنزی هستند. گاهی قسمت فوقانی یک مخزن نفتی تحت تاثیر پدیده‌های دیاژنزی کاهنده کیفیت مخزنی (مانند سیمانی شدن) قرار گرفته و شدیداً تخلخل و تراوایی آن کاهش می‌یابد. در این حالت بخش سیمانی شده در صورت داشتن ضخامت و تداوم جانبی کافی می‌تواند نقش پوش سنگی ایفا کند.

گروه دوم پوش سنگهای قیری هستند.

گاهی در ماسه‌های قیری (tar sands) قسمت‌های سطحی آغشته به قیر کیفیت مخزنی خود را از دست داده و گلوگاههای خلل و فرج آنها توسط قیرهای جامد پر می‌شود. در این حالت ماسه‌های مزبور می‌توانند نقش پوش سنگ را ایفا کنند.

گروه سوم پوش سنگهایی که توسط هیدراتهای گازی تشکیل شده‌اند.

این گروه به عنوان یکی از منابع انرژی بالقوه برای آینده مطرح هستند. شکل بلوری آب و متان هستند که در محیط با دمای پایین و فشار بالا شکل می‌گیرند.

هیدراتهای گازی اشتعال‌پذیر بوده و یخ قابل احتراق، یخ جریانی یا یخ مایع نیز خوانده می‌شوند. دارای انرژی بالا و گسترش وسیعی بوده و اندازه آنها بزرگ است که گمان می‌رود به عنوان یک انرژی نوین حیاتی برای قرن بیست و یکم مطرح باشند.

۹۰٪ مناطق اقیانوسی، مستعد تولید هیدراتهای گازی هستند.

در مناطقی که مخزن شیبدار است تجمع هیدراتهای گازی در قسمت فراشیب می‌تواند خلل و فرج را مسدود کند و باعث به تله افتادن نفت و گاز مهاجرت کننده از لایه‌های زیرین به طرف بالا شود.

مکانیسم نیروهای محرک و انواع بازیافت در مخازن هیدروکربنی

انواع مکانیسم نیروهای محرک مخازن هیدروکربنی

در مخازن هیدروکربنی نیرویی که باعث جریان هیدروکربن‌ها از مخزن به چاه می‌شود، نیروی محرک (Driving Force) نامیده می‌شود. مکانیسم‌های متعددی از نیروهای محرک وجود دارد که عبارتند از مکانیسم‌های: آبران، کلاهک گازی ران، گاز محلول ران، ثقلی و مکانیسم‌های مرکب.

۱. مکانیسم آبران (Water Drive Mechanism)

نیروی هیدرودینامیکی مهمترین عامل مکانیسم آبران برای هیدروکربن است. در تولید از یک مخزن با نیروی محرکه آبران، فشار مخزن به آرامی کاهش می‌یابد و نسبت گاز به نفت (GOR) و سرعت جریان تقریباً ثابت مانده، اما تولید نفت با افزایش تولید آب کاهش می‌یابد. مکانیسم آبران از مکانیسم‌های موثر با فاکتور بازیافتی (Recovery Force) بیش از ۶۰ درصد است.

۲. مکانیسم رانش توسط کلاهک گازی (Gas Cap Drive Mechanism)

در مخازن هیدروکربنی اشباع شده (Saturated Reservoir) جایی که کلاهک گازی (Gas Cap) به طور مجزا روی ستون نفت قرار گرفته است، بعد از حفر چاه انبساط کلاهک گازی نیرویی را به ستون نفت اعمال می‌کند. این فشار مکانیسم اصلی تولید بوده که رانش توسط کلاهک گازی نامیده می‌شود. در طی تولید از این گونه مخازن فشار مخزن و تولید نفت به طور یکنواخت کاهش یافته ولی GOR افزایش می‌یابد. این مکانیسم با فاکتور بازیافتی حدود ۲۵ تا ۵۰ درصد نقش ضعیف‌تری نسبت به مکانیسم آبران دارد.

۳. مکانیسم رانش گاز محلول (Dissolved Gas Drive Mechanism)

در مخازن غیر اشباع (Unsaturated Reservoirs) که فاقد کلاهک گازی‌اند. نیروی رانش توسط گازهای محلول در نفت منبسط می‌شود. در چنین مخازنی هنگامی که یک چاه حفر می‌گردد، در اثر کاهش فشار گازهای محلول در نفت حاصل می‌شود و نفت را از سازند به داخل چاه می‌راند.

بعد از گذشت مدتی از تولید و کاهش فشار مخزن، ممکن است یک فاز گازی به صورت کلاهک گازی در بالای ستون نفت تشکیل شود، این وضعیت را نقطه بحرانی اشباع گاز می‌نامند (Critical gas saturation) که در آستانه آن تولید نفت به شدت کاهش می‌یابد. بنابراین باید حتی‌الامکان رسیدن به این نقطه را به تاخیر انداخت. برای این منظور برداشت از مخزن باید با سرعت مناسب صورت گیرد و یا برای حفظ فشار اولیه مخزن گاز تولیدی را مجدداً به داخل مخزن تزریق کرد. این مکانیسم با فاکتور بازیافتی در حدود ۷ تا ۱۵٪ در مقایسه با مکانیسم‌های کلاهک گاز ران و آب ران، کارایی کمتری دارد.

۴. زهکشی ثقلی (Gravity Drainage)

زمانی که کلاهک گاز ثانویه از بالای ستون نفت ناپدید می‌شود و اگر رانش آبران از زیر وجود نداشته باشد نفت باقیمانده تحت تاثیر هیچ نیروی به جز نیروی ثقل قرار ندارد. بنابراین نفت به سمت پایین مخزن حرکت می‌کند. نفتی را که به سمت پایین حرکت کرده و داخل چاه می‌شود می‌توان به وسیله پمپاژ کردن بازیافت کرد. این مکانیسم نوعی رانش نیست چرا که هیچ عاملی حرکتی بر روی نفت اثر نمی‌گذارد و در واقع نیروی ثقل یک زهکشی در مخزن ایجاد می‌کند. به هر حال این فرایند بازیافت چون بسیار آهسته است

زیاد اقتصادی نیست مگر این که چندین شرایط استثنایی نظیر آب دوست بودن مخزن، ویسکوزیته پایین نفت و نفت اشباع شدگی زیاد وجود داشته باشند. نهایتاً این که یک زهکش ثقلی موثر احتیاج به یک سنگ مخزن با شیبی قابل ملاحظه دارد. (حداقل ۱۵ تا ۲۰ درجه).

۵. مکانیسم رانش مرکب (Combination Drive Mechanism)

بسیاری از میدان‌ها با بیشتر از یک نوع مکانیسم رانش کار می‌کنند. معمولی‌ترین ترکیب از رانش‌ها، رانش گاز محلول (یا بدون کلاهک آزاد گازی) به اضافه یک رانش آبی ضعیف است. یک کلاهک رانش گازی بزرگ یا یک رانش آبی قوی به طور موثر به عنوان یک مکانیسم رانش منفرد در نظر گرفته می‌شود، حتی اگر کمی هم گاز محلول شرکت داشته باشد کارائی بیشتر رانش مرکب هنگامی است که کلاهک آزاد گازی با رانش آبی فعال همراه شود. تولید با این مکانیسم در بسیاری از میدان‌ها در حوضه‌های داخلی آمریکای شمالی، در دریای شمال در آفریقای شمالی و در اندونزی به خوبی صورت می‌گیرد.

۶. بازیافت ثانویه و ازدیاد بازیافت نفت: (Secondary and Enhanced Oil Recovery)

مکانیسم‌های رانش طبیعی، نیروی کافی برای تولید تمامی هیدروکربن مخزن را فراهم نمی‌کنند. انرژی آن‌ها دیر یا زود کاهش می‌یابد و یا پتانسیل آن‌ها اغلب قادر به بازیافت تمامی نفت در سیستم منفذی پیچیده مخزن نیست.

وقتی تولید نفت از یک چاه با مکانیسم طبیعی متوقف می‌شود، از مرحله بازیافت اولیه (Primary Recovery) وارد مرحله بازیافت ثانویه (Secondary Recovery) می‌شویم.

در بازیافت ثانویه روش‌های مصنوعی برای بالا بردن تولید به کار برده می‌شود. معروفترین روش‌ها، روش تزریق گاز (Gas flooding)، آب (Water Flooding) و حرارت (Fire flooding) است. در طی استفاده از این روش‌ها گاز، آب یا بخار آب داغ از چاه‌های تزریقی (Injection wells) انتخاب شده‌ای، تزریق می‌شود و تولید از چاه‌های تولیدی (Production wells) ادامه می‌یابد.

ازدیاد بازیافت نفت (Enhanced Oil Recovery, EOR) یا بازیافت سوم (Tertiary Recovery) آخرین قدم برای برداشت نفت باقی مانده در مخزنی است که بازیافت ثانویه هم خارج نشده است. در طول این روش، مواد شوینده تزریق می‌شوند تا نفت سنگین، روان شده و به طرف چاه حرکت کند. از روش دیگر EOR ایجاد شکستگی‌های مصنوعی (Artificial fracturing) و اسید شویی (Acidizing) برای ایجاد تراوایی بیشتر است.

در این جا لازم به ذکر است که در تقسیم‌بندی روش‌های بازیافت اختلاف نظرهایی وجود دارد. در این بخش به بررسی انواعی از روش‌های بازیافت ثانویه و بازیافت سوم پرداخته می‌شود.

آب روبی (Water Flooding)

آب روبی، تزریق آب به مخزن نفت است. که در اثر آن نفت به سمت چاه‌های تولید حرکت می‌کند. این روش معمولاً در میدان‌هایی که تحت تاثیر رانش آب هستند، استفاده نمی‌شود. در شرایط مطلوب، آب روبی روش بسیار موثری است. این شرایط شامل ویسکوزیته پایین نفت، تراوایی یکنواخت و تداوم مخزن است. معمولاً آب شور ترجیح داده می‌شود. خصوصیات زیر برای یک پروژه آب روبی مطلوب است:

۱. آب باید خاصیت خورندگی نداشته باشد، سولفید هیدروژن و اکسیژن دو منبع معمول برای خوردگی هستند.

۲. آب نباید در شرایط عمل رسوبی از خود بگذارد. رسوب ممکن است به خاطر مخلوط شدن آب‌های ناهمسان یا تغییرات فیزیکی که باعث فوق اشباع شدن آب می‌شوند، ایجاد شود.

۳. میزان جامدات با میعانات معلق (سیلت، میکرو ارگانیسم، نفت، ...) نباید به حدی باشد که سبب مسدود شدن چاه‌های تزریقی گردد.

۴. آب تزریق شده نباید سبب متورم شدن کانی‌های رسی سازند شود. اگر آب تزریق شده خیلی شور باشد یا حداقل ۱۰٪ از مواد حل شده در آن نمک‌های کلسیم و منیزیم باشند معمولاً این مشکل جدی نیست.

عمق مخزن عامل دیگری است که باید در طراحی تزریق آب در نظر گرفته شود، چرا که آب باید با فشاری تزریق شود که سبب شکسته شدن سازند نگردد. در صورتی که شکست رخ دهد آب از این شکستگی‌ها عبور می‌کند و در نتیجه کارایی روبش کاهش می‌یابد، بنابراین مخزنی که شکستگی فراوان دارند جهت آب روبی چندان مناسب نیستند.

تزریق آب در مخازن همگن

مخزن همگن در این جا مخزنی است که از لایه همگن متشکل شده است و در آن سیالات به صورت افقی حرکت می‌کنند و اشباع شدگی در آن یکسان است. همچنین یک فاز گازی آزاد نیز در مخزن حضور داشته و در کل مخزن یکنواخت است.

با تزریق آب، فشار مخزن بالا می‌رود و این افزایش در اطراف چاه‌های تزریق بیشتر است. تحت تاثیر این افزایش فشار، گاز آزاد تمایل به حل شدن دوباره در نفت را پیدا می‌کند. باید دانست که بلافاصله بعد از تزریق آب، تولید نفت افزایش پیدا نمی‌کند و در ابتدا یک دوره زمانی پر شدن وجود دارد که در آن حجمی از آب، که تقریباً برابر حجم گاز آزاد است که در ابتدا در مخزن وجود دارد، تزریق می‌شود.

در این دوره حجم عمده‌ای از گاز آزاد در نفت حل می‌شود و بقیه آن نیز از طریق چاه‌های تولید خارج می‌گردد، با اتمام دوره پر شدن، نرخ تولید نفت افزایش می‌یابد تا آن که عملاً برابر نرخ تزریق آب شود.

تزریق آب در مخازن هتروژن

مخازن هتروژن به سه دسته تقسیم می‌شوند:

۱. مخازن شکسته شده که در آنها یک یا چند سیستم شکستگی، سازند را به بلوک‌های کم و بیش منظمی تقسیم و مسیرهایی برای هدایت سیال ایجاد می‌کند.

۲. مخازن لایه لایه که در آن‌ها چند لایه موازی هم قرار دارند و می‌توانند با یکدیگر در ارتباط باشند یا نباشند.

۳. مخازنی با ناهمگنی تصادفی که در آن‌ها دو یا چند نوع تخلخل به صورت تصادفی توزیع شده است.

برای چنین مخازنی (به جز مخازن لایه لایه بدون ارتباط) هر چه آب دوست بودن سنگ‌ها بیشتر شود پدیده جذب آب مهم‌تر می‌گردد.

معمولاً پیدا کردن و بستن تراواترین زون‌ها (زون‌های آب دزد) توصیه می‌گردد. در یک منطقه محدود از یک میدان، مقدار کمی مواد رادیواکتیو یا شیمیایی به عنوان ردیاب (Tracer)، به آب تزریق شده اضافه می‌گردد و این مواد برای هر چاه تزریق متفاوت است. به این ترتیب وقتی در یک چاه تولید رخنه آب اتفاق می‌افتد مشخص می‌گردد که این آب از کدام چاه تزریق آمده است.

تزریق گاز مخلوط نشدنی (Immiscible Gas Flooding)

گاز نه تنها به خاطر افزایش بازیافت نفت بلکه به خاطر ذخیره گاز برای فروش در آینده در یک مخزن نفتی تزریق می‌شود. تزریق مجدد گاز طبیعی تولید شده روشی است که بیش از ۹۰ سال قدمت دارد. تزریق گاز برای افزایش تولید چاه، حفظ فشار نیز نامیده می‌شود. در مخازن نازک و کم شیب گاز به طریق مشابه طرح آب روبی، نفت را جابجا می‌کند ولی کارآیی زیادی ندارد. این روش برای مخازن دارای تراوایی یکنواخت و برجستگی ساختمانی اندک مناسب است. در صورتی که گاز با فشار زیاد تزریق شود و یا از هیدروکربن‌های سبک غنی شود مخلوط شدگی رخ می‌دهد. فشار لازم برای مخلوط شدن به ترکیب نفت و گاز تزریقی بستگی دارد.

روش موثرتر که در مخازن دارای تراوایی عمودی خوب، ضخیم یا پرشیب اجرا می‌شود، تزریق گاز در کلاهک گازی است.

تزریق گاز مخلوط شدنی

در این روش، گاز تزریق شده با نفت درون مخزن مخلوط می‌شود و یک فاز را به وجود می‌آورد. معمولاً این روش خیلی گرانتر از آب روبی و تزریق گاز مخلوط نشدنی است. برای مخلوط شدن گاز تزریق شده با نفت درون مخزن، آن را با فشار بالا تزریق و یا آن که گاز طبیعی را با هیدروکربن‌های حد واسط ($C_۲ - C_۶$) مخلوط می‌کنند. هیدروکربن‌های حد واسط در شرایط مخزن از حالت گازی به حالت مایع در می‌آیند.

هر چه فشار مخزن بیشتر باشد میزان هیدروکربن حد واسط لازم، کاهش می‌یابد. البته مطالعات نشان داده است که در حالت دوم، یعنی اضافه کردن هیدروکربن‌های حد واسط به گاز تزریق شده، یک زون مخلوط شدنی دروغین به وجود می‌آید.

تزریق دی‌اکسید کربن (Carbondioxide Injection)

دی اکسید کربن با اکثر نفت‌های خام مخلوط نمی‌شود ولی وقتی با هیدروکربن‌های مخزن مخلوط شود ویسکوزیته نفت کاهش و بازیافت بهبود می‌یابد. تزریق دی‌اکسیدکربن در محدوده وسیعی از شرایط مخزنی (در سازندهای نازک و ضخیم، با ویسکوزیته‌های مختلف نفت و انواع مختلف سنگ مخزن) قابل اجرا است. ایراد این روش مشکل خوردگی ابزارها و عبور کانالی دی‌اکسید کربن از چاه تزریق به چاه تولید است که کارایی روبش را کاهش می‌دهد. مشکل خوردگی را با استفاده از آلیاژهای مخصوص و پوشش دستگاه‌ها می‌توان حل نمود. کارایی روبش با تزریق متناوب گل - آب (Slug) در چاه تزریق بهبود می‌یابد.

متدهای بازیافت حرارتی

روش‌های بازیافت حرارتی به دو دسته تقسیم می‌شوند، آن‌هایی که گرما در سطح تولید می‌شود (تزریق سیالات داغ) و آن‌هایی که گرما در سازند ایجاد می‌گردد (احتراق درجا). در حالت اول مقداری گرما به هدر می‌رود، اما در حالت دوم گرما دقیقاً در جایی که لازم است آزاد می‌گردد.

حرکت یک سیال چند فازی در یک محیط متخلخل با تراوایی نسبی سیال رابطه مستقیم و با ویسکوزیته آن نسبت معکوس دارد. هر دو پارامتر ذکر شده تحت تاثیر حرارت هستند با افزایش درجه حرارت نسبت ویسکوزیته نفت به ویسکوزیته آب کاهش می‌یابد. این موضوع استفاده از متدهای حرارتی را در بازیافت نفت‌های ویسکوز نشان می‌دهد.

تراوایی نسبی برای جریان دو فازی آب - نفت با تغییر دما تغییر می‌یابد. وقتی دما افزایش پیدا می‌کند، اشباع شدگی آب کاهش نیافتنی نیز یاد می‌شود، در حالی که اشباع شدگی نفت باقیمانده کاهش می‌یابد. مشخص است که این‌ها جابجا شدن نفت را بهبود می‌بخشند. به نظر می‌رسد با افزایش دما کشش سطحی آب کاهش می‌یابد و ترشوندگی سنگ را نسبت به آب افزایش می‌دهد.

تزریق دوره‌ای بخار (Cyclic Steam Injection)

این فرایند گاهی huff and puff نیز نامیده می‌شود. این روش در چاه‌های حاوی نفت سنگین به طور گسترده به کاربرده می‌شود. یک نمونه این فرآیند تزریق تقریباً ۱۰۰۰ بشکه در روز آب به صورت بخار به درون چاه است. تزریق دو یا سه هفته ادامه می‌یابد و پس از آن چاه برای چند روز مسدود می‌شود. بعد از آن چاه برای مدت چند ماه تا نزدیک یک سال تولید نفت می‌کند و این روند چندین بار تکرار می‌شود. نفت‌های خیلی سنگین (کمتر از ۱۰ درجه API) را نمی‌توان به صورت اقتصادی به این روش یا حتی روش بخار روبی تولید کرد. مهم‌ترین اثر تزریق بخار کاهش دادن ویسکوزیته نفت است. مزیت این روش هزینه کم آن می‌باشد و نقطه ضعف آن، این است که امکان تخریب لوله جداری در حین تزریق بخار وجود دارد.

بخار روبی (Steam Flooding)

مشابه روش آب روبی است و در مواقعی که ویسکوزیته نفت خیلی بالا باشد به کار برده می‌شود. هزینه این روش از تزریق دوره‌ای بخار بیشتر است و سبب بازیافت بیشتری می‌شود. این روش در اعماق بیش از حدود ۵۰۰۰ فوتی قابل اجرا نیست، چرا که فشار هیدرواستاتیک از فشار بحرانی بخار آب (۳۲۰۲Psi) بالاتر می‌رود. در هنگام میعان بخار گرمای نهان آب آزاد می‌شود و این گرما کارآیی گرمایی را افزایش می‌دهد. گرمای نهان آب با افزایش فشار کاهش می‌یابد و در نقطه بحرانی به صفر می‌رسد به همین خاطر پروژه‌های تزریق بخار با فشار پایین کاراتر از تزریق بخار با فشار بالا هستند. معمولاً به ازای هر بشکه نفت تولید شده توسط بخار، ۵ بشکه آب لازم است. اگر چه اکثر پروژه‌های بخار روبی در مخازن نفت سنگین انجام می‌شود ولی این پروژه به عنوان بازیافت نهایی نفت‌های سبک نیز به کار رفته است.

احتراق در جا (Insitu Combustion)

دو نوع احتراق در جا وجود دارد:

رو به جلو و معکوس؛ در فرایند احتراق رو به جلو، مخزن در یک یا چند چاه تزریق هوا مشتعل می‌شود و جبهه احتراق به سمت چاه‌ها تولید اطراف حرکت می‌کند.

در احتراق معکوس، جبهه آتش از چاه تولید به سمت چاه تزریق هوا حرکت می‌کند، از آن جا که نفت تولیدی از میان جبهه احتراق حرکت می‌کند دچار شکستن حرارتی گشته و قسمت عمده آن به بخاری تبدیل می‌گردد، در اثر این شکسته شدن، کک ایجاد می‌گردد. سوختن این کک در پروژه احتراق رو به جلو ممکن است اجرای پروژه را با مشکل مواجه سازد. مطالعات نشان داده است که نفت‌های سبک مقدار کمی کک ایجاد می‌کنند. مطالعات دیگر نوع کانی سنگ مخزن را به عنوان عامل اصلی کنترل کننده معرفی کرده‌اند. رس‌ها و سیلیس بسان کاتالیزور عمل کرده و اکسید شدن نفت در دمای پایین و در نتیجه تشکیل کک را تسریع می‌بخشند.

گرمایش الکتریکی و الکترومغناطیسی

در هر دو حالت هدف گرم کردن قسمت‌های معینی از مخزن است تا ویسکوزیته نفت کاهش یابد. بنابراین، این روش‌ها اکثراً در مخازن نفت سنگین و ویسکوز مفید هستند. وقتی سازند حاوی آب باشد یک مسیر برای عبور جریان ایجاد می‌شود و گرمایش الکتریکی امکان‌پذیر می‌گردد و در آن هم از جریان مستقیم و هم از جریان غیرمستقیم با فرکانس پایین استفاده می‌شود.

در روش گرمایش الکترومغناطیسی از امواج با فرکانس ۱۰ هرتز تا ۱۰ گیگاهرتز استفاده می‌شود. توانایی مخزن برای جذب انرژی الکترومغناطیسی به میزان رطوبت بستگی دارد و هر چه رطوبت بیشتر باشد انرژی بیشتر جذب می‌شود. هم‌چنین هر چه فرکانس امواج بیشتر باشد میزان جذب انرژی افزایش می‌یابد. گرمایش الکترومغناطیسی مؤثرترین راه برای برداشتن موانع حرکت نفت در یک چاه (نظیر رسوب پارافین، ویسکوزیته بالای نفت، رس‌های که با جذب آب متورم می‌شوند) است، در مخازن سنگین و ویسکوز، تزرق‌پذیری سازند نسبت به آب داغ و بخار یک مشکل بزرگ است که می‌توان با پیش گرمایش الکتریکی و الکترومغناطیسی ویسکوزیته نفت را پایین آورد تا جابجایی آن توسط آب داغ یا بخار تسهیل شود.

یکی از مزایای دو روش ذکر شده، این است که می‌توانند بدون آن که در کار چاه تولیدی خللی ایجاد کنند به کار روند.

ایجاد شکستگی با استفاده از انفجار هسته‌ای

در این روش با انفجار هسته‌ای در مخزن شکستگی ایجاد می‌شود تا نرخ تولید نفت و گاز را افزایش دهد. ماده انفجاری هسته‌ای درون یک حفره و در مکان مناسبی قرار داده می‌شود و این حفره با ماسه یا بتون مسدود و بعد منفجر می‌گردد. چند میکرو ثانیه بعد از انفجار، دما و فشار به چند میلیون درجه و چند میلیون ثانیه می‌رسد و در عرض کسری از ثانیه به حداکثر اندازه خود می‌رسد. با کاهش فشار، رشد این حفره متوقف می‌شود. بعد از چند ثانیه یا چند دقیقه دما کاهش یافته و سنگ بخار شده تقطیر می‌گردد و مذاب در کف حفره جمع شده و مواد رادیواکتیو ایجاد شده را به تله می‌اندازد. در اکثر سازندها بعد از آن که دما به حدی پایین آمد که آب‌های تبخیر شده تقطیر شدند سنگ‌های بالایی به درون حفره می‌ریزند. این ریزش ادامه می‌یابد و یک دودکش استوانه‌ای ایجاد می‌گردد که ارتفاع آن تا ۱۵ برابر شعاع حفره می‌رسد.

ازدیاد برداشت با استفاده از میکروب‌ها

مطالعات آزمایشگاهی نشان داده است که بعضی از میکروارگانیسم‌ها مواد شیمیایی تولید می‌کنند که تحرک نفت‌خام درون مخزن را افزایش می‌دهد. این مواد شامل سورفاکتانت‌ها، اسیدها، حلال‌ها (مانند الکل) و دی‌اکسیدکربن است.

از جمله این میکروارگانیسم‌ها باکتری‌های کاهش دهنده سولفات هستند که با شش مکانیسم تشخیص داده شده زیر نفت را از سنگ مخزن جدا می‌کنند:

۱. تولید اسید که سنگ‌های کربناتی و دیگر کانی‌ها را حل می‌کند؛
۲. انحلال کانی‌های سولفاتی؛
۳. تولید گازهایی که فشار مخزن را بالا می‌برد و نفت را از خلل و فرج بیرون می‌راند؛
۴. گسترش بیوفیلم روی سطوح جامد جابجا کننده نفت؛
۵. تولید بیوسورفاکتانت‌ها؛
۶. با تغییر نوع نفت رشد میکروب‌ها و تولید پلیمر یا انحلال گاز ویسکوزیته نفت را کاهش می‌دهند که باعث کاهش جریان سیال در زون‌هایی که تراوایی بالا دارند می‌گردد و در نتیجه برداشت بهبود می‌یابد. در این نوع پروژه‌ها باید با تزریق مواد غذایی، شرایط مساعد برای متابولیسم میکروب‌ها تأمین شود.

استفاده از سورفاکتانت‌ها

خاصیت موئینگی باعث می‌شود تا کارایی جابجایی نفت توسط آب در مقیاس میکروسکوپی محدود باشد با اضافه کردن یک سری از مواد شیمیایی نیروی کشش سطحی کاهش می‌یابد. این مواد باعث می‌شوند تا خصوصیات بین سطح نفت- آب و سنگ تغییر کند. این مواد شامل آلکان‌ها، سورفاکتانت‌ها و حلال‌ها می‌شود. سورفاکتانت‌ها موادی هستند که وقتی آب حلال باشد به دو قسمت آب دوست و آب گریز تقسیم می‌شوند. سورفاکتانت‌ها به چهار گروه تقسیم می‌شوند:

۱. آنیونی
۲. کاتیونی
۳. نانیونی
۴. زویترونی

سورفاکتانت‌ها با فعالیت سطحی، میسیلی شدن و انحلال‌زایی، باعث افزایش بازیافت می‌شوند.

استفاده از پلیمرها (Polymer Flooding)

برای افزایش برداشت نفت و یا کاهش میزان تولید آب، محلول‌های پلیمری به چندین طریق به کار برده می‌شوند.

محلول پلیمری می‌تواند به عنوان عامل مسدود کننده نواحی با تراوایی بالا، که سبب کاهش راندمان روبش می‌شود، باشد. تزریق پلیمر در سنگ مخزن سبب تشکیل مولکول‌های با زنجیره بزرگ می‌شود که عامل مسدود کننده محسوب می‌شود.

محلول پلیمری می‌تواند به منظور عامل افزایش دهنده گرانروی آب استفاده شود این امر سبب می‌شود که جابجایی و تولید نفت بهتر صورت گیرد.

پارامترهای کنترل کننده ازدیاد برداشت از مخازن نفتی

کارایی یک روش افزایش برداشت به عوامل زیر وابسته است:

۱. خصوصیات مخزن

۲. نوع سیال تزریقی و سیلات درون مخزن

۳. ترتیب قرارگیری چاه‌های تزریق و تولید نسبت به یکدیگر

تأثیر خصوصیات مخزن

ویژگی‌های مخزن که نقش در افزایش برداشت دارند به شرح زیر می‌باشند:

۱. عمق

عمق مخزن تأثیر مهمی بر جنبه‌های اقتصادی و تکنیکی پروژه ازدیاد برداشت دارد. از نظر تکنیکی، عمق مخزن، فشار مورد استفاده را محدود می‌سازد، چراکه این فشار باید کمتر از فشار شکست سازند باشد. از نظر اقتصادی، هزینه پروژه ازدیاد برداشت رابطه مستقیمی با عمق مخزن دارد.

۲. شیب لایه

در لایه‌های شیب‌دار، نیروی ثقل عمل می‌کند. در عمل، نیروی ثقل در مخازن ماسه‌ای با تراوایی بالا یا آنهایی که شیب زیاد دارند تأثیر دارد.

۳. یکنواختی مخزن

برای آنکه بازیافت هیدروکربن بالا باشد نباید هیچ مانعی در برابر حرکت سیال در مخزن وجود داشته باشد موانع احتمالی می‌تواند عامل ساختمانی (مثل گسل‌های جدا کننده) یا جنبه‌های چینه‌شناسی (مثل تغییرات جانبی، عدسی‌ها و ناپیوستگی‌ها) باشد. در مخازن شکسته شده یا آنهایی که لایه‌های بسیار تراوا دارند عمل روبش کامل صورت نمی‌گیرد. چرا که آب، گاز یا بخار تزریق شده ترجیحاً از مسیرهای تراوا عبور کرده و لذا ضریب بازیافت کاهش می‌یابد به طور مثال اگر مخزنی را که شامل چند لایه غیرمرتبط که به جز از نظر ضخامت و تراوایی، همسان هستند در نظر بگیریم که دارای هیدروکربن بوده و سیال مخلوط نشدنی به آن تزریق شده، میزان پیشروی سیال تزریقی در هر لایه، بسته به تراوایی آن لایه متفاوت خواهد بود. سیال تزریق شده از طریق تراواترین لایه به چاه‌های تولید می‌رسد و بقیه تقریباً دست نخورده باقی خواهد ماند. به دلایل اقتصادی، معمولاً وقتی درصدی از سیال تزریق شده به چاه‌های تولید برسد تزریق متوقف خواهد شد حال آنکه لایه‌های کم تراوا هنوز میزان قابل توجهی هیدروکربن در جا دارند. برای غلبه بر این مشکل می‌توان در حین تزریق، تراواترین لایه‌ها را به طور هم زمان مسدود کرد. در عمل از تزریق سیمان یا رزین‌های مسدود کننده و پلیمرها استفاده می‌کنند.

۴. خصوصیات پتروفیزیکی

تخلخل، تراوایی، تراوایی نسبی (به عنوان تابعی از اشباع‌شدگی)، خاصیت موئینگی و ترشوندگی خصوصیات هستند که در مطالعات ازدیاد برداشت باید محاسبه شوند. هر چه تراوایی بالاتر باشد احتمال بالا

بودن بازیافت طبیعی، به حدی که پروژه ازیاد برداشت را غیراقتصادی کند، بیشتر می‌شود. اثر خاصیت موئین در کارایی بازیافت به نرخ تولید بستگی دارد. به عنوان مثال وقتی این نیرو به ایجاد یک جبهه یکنواخت بین دو سیال مخلوط نشدنی کمک کند مفید است؛ اما خاصیت موئین اغلب نقش منفی دارد چرا که مسئول گیر افتادن نفت در فضاهای خالی هستند.

۵. تأثیر ویژگی سیال

ویژگی اصلی سیال که در طراحی یک پروژه ازدیاد برداشت محاسبه می‌شود گرانروی سیال است. وقتی گرادیان فشار اعمال شده محدود باشد سیال‌های با گرانروی بالا سرعت جابجایی پایینی خواهند داشت و تولید چنان نرخ پایینی خواهد داشت که از نظر اقتصادی بدون صرفه خواهد بود.

دو سیال معمولاً برای تزریق، آب و گاز هستند. تزریق گاز به دو صورت مخلوط شدنی و مخلوط نشدنی انجام می‌شود. اگر شرایط تکنیکی برای تزریق گاز مخلوط شدنی مهیا باشد این روش بهترین است. اگر عامل محدود کننده‌ای برای تزریق آب وجود نداشته باشد، تزریق آب به تزریق گاز مخلوط نشدنی ترجیح داده می‌شود. در مخازن اشباع نشده‌ای که مقدار زیادی گاز برای رسیدن به نقطه اشباع لازم است، تزریق آب ترجیح داده می‌شود. در مخازن هتروژن آب دوست، تزریق آب از تزریق گاز کاراتر است چرا که سنگ‌های مخزن به طور خودانگیز آب را جذب می‌کنند.

الگوی چاه‌های تزریق

الگوی چاه‌های تزریق و تولید نسبت به یکدیگر به زمین‌شناسی مخزن، نوع مخزن و حجم سنگهای هیدروکربن داری که باید جاروب شوند (در یک زمان محدود از نظر اقتصادی) بستگی دارد.

دو نوع مکان‌یابی برای چاه‌های تزریق وجود دارد:

۱) روبش مرکزی و محیطی که در آن تزریق کننده‌ها به صورت گروهی هستند؛

۲) الگویی که در آن تزریق کننده‌ها در بین چاه‌های تولید توزیع می‌شوند.

۱) روبش مرکزی و محیطی

روبش مرکزی و محیطی در موارد زیر استفاده می‌شود:

اگر مخزن دارای کلاهک گاز باشد در آن تزریق گاز انجام می‌شود و نفت‌گیر یک ساختار تاقدیسی نسبتاً منظم باشد، معمولاً چاه‌های تزریق به صورت دسته جمعی در حوالی رأس طاقدیس قرار می‌گیرند. اگر مخزن طاقدیس دارای یک سفره آب زیرین باشد که تزریق آب در آن انجام می‌شود، چاه‌های تزریق به صورت یک حلقه گرداگرد چاه‌های تولید انتخاب می‌شوند.

اگر مخزن تک شیب (Monocline) باشد و دارای کلاهک گاز یا سفره آب در آن صورت می‌گیرد، چاه‌های تزریق در یک یا چند خط به سمت قاعده مخزن در مورد تزریق آب و به سمت رأس آن در صورت تزریق گاز، قرار می‌گیرند.

روبش الگویی

روبش الگویی عمدتاً در مخازنی که شیب کم و سطح وسیع دارند اجرا می‌شود. الگوی معمول شامل دانش خطی مستقیم، رانش خطی متناوب، روش چهار نقطه، هفت نقطه و نه نقطه.

معمولاً در عمل، انتخاب الگو به رانش خطی با روش پنج نقطه محدود می‌شود، چرا که الگوهای دیگر ممکن است به حفاری چاه‌های اضافی احتیاج داشته باشد. باید توجه داشت که در مورد یک مخزن ناهمگن یک الگوی نامنظم لزوماً مؤثرترین روش نیست.

در پایان، میزان موفقیت ازدیاد برداشت با مقدار نمو تولید نفت (Incremental EOR Oil) ارزیابی می‌شود. تصور نمایید که میزان تولید نفت یک چاه یا یک میدان از زمان A به B کاهش می‌یابد، در زمان B یک پروژه ازدیاد براشت شروع شده و میزان تولید نفت بعد از آن زمان افزایش یافته است. مقدار نمو تولید نفت، تفاوت بین مقدار نفت تولید شده، B تا D و مقدار نفتی است که در صورت عدم انجام پروژه ازدیاد برداشت تولید می‌گردید.

تأثیر ساختار منافذ مخزن بر روی ضریب بازیافت

ضریب بازیافت تحت تأثیر شکل هندسی خلل و فرج سنگ و اثرات متقابل سیال- سنگ و سیال- سیال بستگی دارد. قسمتی از خصوصیات مهم سنگ شامل موارد ذیل است:

۱. مقایسه‌ی اندازه‌ی گلوگاه با خلل و فرج

گلوگاه‌ها می‌توانند به عنوان مجاری کوچکتری تعریف شوند که ارتباط دهنده‌ی خلل و فرج بزرگتر سنگ به یکدیگر هستند. واژه سیستم خلل و فرج بیانگر کل سیستم خلل و فرج و گلوگاه‌ها می‌باشد. در طی فرآیند جایگزین شدن آب به جای نفت در یک سیستم آب دوست فرآیند جایگزینی ابتدا در عناصر کوچک (گلوگاه‌ها) رخ می‌دهد که باعث شکسته شدن پیوستگی نفت و بر جای ماندن حباب‌هایی از نفت باقیمانده در خلل و فرج می‌شود. بنابراین حجم نفت باقی مانده به اندازه گلوگاه خلل و فرج و حجم خلل و فرج بستگی دارد.

نسبت اندازه خلل و فرج به گلوگاه‌ها (Pore to pore throat ratio) معمولاً در اثر پدیده انحلال افزایش می‌یابد.

بنابراین نتیجه عمومی انحلال، افزایش یافتن اندازه‌ی خلل و فرج در برابر گلوگاه‌ها و به وجود آمدن سیستم خلل و فرج با ضریب بازیافت کمتر می‌باشد. تخلل حفره‌ای (Vuggy) در مخازن کربنات بسیار رایج می‌باشد که سبب کاهش ضریب بازیافت در آن‌ها می‌شود.

۲. شماره‌ی هم آرایی گلوگاه نسبت به حفره

شماره‌ی هم آرایی به شماره‌ی متوسط گلوگاه‌هایی گفته می‌شود که به یک حفره مرتبط هستند و لذا بیانگر ارتباط بین خلل و فرج است. برای مثال در یک شبکه‌ی هگزاگونال ساده، شماره‌ی هم آرایی ۳ می‌باشد و در شبکه هگزاگونال سه گانه، شماره‌ی هم آرایی ۶ است. در خلل و فرج با شماره‌ی هم آرایی بالا، تعداد مسیرها یا راه‌های فرعی که به یک حفره مربوط می‌شود زیاد می‌باشد که سبب افزایش ضریب بازیافت می‌گردد. شماره هم‌آرایی را می‌توان به وسیله مشاهده مستقیم میکروسکوپی تخمین زد. شماره‌ی هم‌آرایی

را هم‌چنین می‌شود به طور غیرمستقیم از اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی اشباع فاز غیر ترکننده باقی مانده (S_{nwr}) یا از اندازه‌گیری مقاومت الکتریکی سنگ‌های اشباع از آب شور بدست آورد. اهمیت نسبی شماره‌ی هم‌آرایی به عنوان یکی از چهار ضریب بازیافت به علت فقدان اطلاعات درست و قابل اعتماد در حال حاضر شناخته شده نیست. براساس مطالعات موجود به نظر می‌رسد که متوسط شماره هم‌آرایی خلل و فرج در سنگ ممکن است از درجات پایین ۱ و ۲ شروع شده و به سمت بالا تا ۱۵ و بیشتر نیز برسد.

۳. زبری سطحی خلل و فرج و منافذ

زبری سطحی منافذ در سنگ‌های مخازن دارای تنوع زیادی است و از سطوح بلوری صیقلی بعضی از دولومیت‌ها تا سطوح کنده شده و زبر یا پوشیده شده با رس بعضی از ماسه سنگ‌ها متغیر است. زبری سطحی ممکن است بر روی ترشدگی و ضریب بازیافت تأثیر بگذارد که تأثیر آن بر روی ضریب بازیافت به خوبی مشخص نشده است.

مکانیسم محرکه مخازن (Driving Force)

نیرویی که باعث می‌شود نفت از مخزن وارد چاه شود مکانیسم محرکه مخازن گویند و بر این اساس بازیافت‌های مختلفی وجود دارد:

۱. Primary Recovery

۲. Secondary Recovery

۳. Tertiary Recovery

۱. بازیافت اولیه

هنگام برداشت از مخزن به چاه بدون اعمال هیچ نیروی اضافی نفت از چاه خارج می‌شود که در ایران ماکزیمم به ۳۰٪ می‌رسد یعنی به صورت خودکار فقط ۳۰٪ از چاه خارج شده و بقیه داخل چاه باقی می‌باشد.

مکانیسم بازیافت اولیه شامل

۱. عملکرد (Water Drive آبران)
۲. عملکرد (Gas Water Drive گاز محلول ران)
۳. عملکرد (Gas Cap Drive پوش گاز ران)
۴. عملکرد (Gravity Drive زهکشی ثقلی)

در مکانیسم آبران عامل اصلی حرکت هیدرودینامیکی آب است.

۱. عملکرد Water Drive (آبران)

نسبت نفت به گاز تغییر پیدا نمی‌کند و ثابت است چون گاز نقشی در حرکت نفت به داخل چاه ندارد.

۲. عملکرد Gas Water Drive (گاز محلول ران)

اگر مخزن دارای نفت باشد نفت دارای گاز محلول بوده و گاز محلول شروع به انبساط کرده و باعث می‌شود نفت از مخزن وارد چاه شود. در ابتدا تولید زیاد و سپس کم می‌شود نقطه GOR Max می‌نامند که گاهی نیز Saturation Critical Gas می‌گویند و مربوط به نقطه‌ای است که پوش گار تشکیل می‌شود و در این

نقطه تولید نفت افت ناگهانی داشته و همچنین فشار نیز کاهش می‌یابد. یکی از مسائل مهم در استخراج نفت تلاش در ایجاد تأخیر در رسیدن به این نقطه است.

۳. عملکرد Gas Cap Drive (پوش گاز ران)

گازها قابلیت تراکم تا ۱۵۰ برابر را دارد. اگر چاه به داخل نفت زده شود با برداشته شدن فشار و انبساط گاز عاملی برای حرکت نفت می‌شود. GOR و تولید گاز همراه نفت زیاد می‌شود. فشار مخزن کاسته می‌شود. که فاکتور بازیافت آنها به ۵۰-۲۵٪ می‌رسد.

۴. عملکرد Gravity Drainage (زهکشی ثقلی)

اگر هیچ یک از این نیروها وجود نداشته باشند بر اثر زهکشی ثقلی نفت به داخل چاه کشیده می‌شود.
راههای به تأخیر انداختن Critical Gas Saturation شامل:

۱. برداشت خیلی آرام
۲. گاز تولید شده را دوباره به داخل مخزن برگردانند و فشار را بالا نگه دارند تا منحنی قطع نشود.

روش‌های ثانویه جهت استخراج نفت از چاه (Secondary Reserve)

در این روش نفت به دست آمده به دلیل فرآیند بوجود آمدن عامل محرک برای خارج کردن نفت، نفت گرانتری خواهد بود.

انواع روش‌های خارج کردن نفت:

۱. Water Flooding
۲. Gas Flooding
۳. Fire Flooding

Water Flooding باید چاه تزریق حفر کنیم از چاههای تزریق، آب تزریق می‌کنیم و از چاه برداشت نفت استخراج می‌کنیم.

انتخاب روش‌ها به پارامتر مختلفی بستگی دارد. نوع سازند ممکن است اجازه ندهد از آب استفاده کنیم چون برخی از کانیها نسبت به آب حساس هستند (مثل کانی رسی).

در روش Gas Flooding از حرارت استفاده می‌شود و در زمانی که نفت سنگین و گرانروی پائین دارد استفاده می‌کنیم ۲ روش وجود دارد.

آب را به بخار تبدیل کردن و بخار را به داخل سازند تزریق می‌کنند و از روش احتراق در جا استفاده می‌کنند: در جا خود سازند نفت دار را آتش می‌زنند.

گاهی باقیمانده نفت داخل مخزن از مرحله بازیافت سوم بدست می‌آید. در بازیافت سوم معمولاً از ترکیباتی استفاده می‌کنند که ویژگیهای شوینده‌ها را داراست. این ترکیبات گران بوده و حجم تزریق زیاد باعث افزایش قیمت نفت می‌شود.

برخی‌ها بازیافت سوم را به عنوان EOR می‌نامند (ازدیاد برداشت) که شامل مطالعاتی است که باعث می‌شود برداشت ما ازدیاد پیدا کند. یکی از روش‌ها اسید شویی است یعنی اسید تزریق می‌کنند و سازند شسته می‌شود و در نتیجه مجاری بازتر شده و حرکت نفت به داخل چاه راحت‌تر صورت می‌گیرد. برای

سنگهای کربناته HCL و برای ماسه سنگ‌ها HF بکار می‌برند. یکی دیگر از راههـای مصـنوعی بـرای افـزایش میزان بازدهی چاه نفت Fracturing است که با فشار زیاد آب یا اسید تزریـق شـده و باعـث ایجـاد شکسـتگی می‌شود. از باکتری‌ها نیز استفاده می‌شود، هیدروکربن‌ها را تجزیه می‌کنند و ملکول‌ها سبکتر شده کـه همـراه این باکتری‌ها مواد غذایی آنها را تغذیه می‌کند.

معمولاً بازیافت‌ها زمانی مؤثر است که مخزن کمابیش همگن باشد.

بازیافت بیشتر در لایه تراوا صورت می‌گیرد برای این منظور از پلیمرها استفاده مـی‌کننـد. روش‌هـای بکار برده شده روی قسمت‌های غیر تراوا غیرممکن می‌کند.

متد اکتشافی

وقتی در یک منطقه مطالعات اولیه انجام گرفت، برای این که بدانیم منطقه نفـت دارد یـا نـه از متـد اکتشافی استفاده می‌کنند. یکی از این متدها حفاری است که خود حفاری نیز دو نوع متفاوت است:

۱) حفاری ضربه‌ای Cable Tools

۲) حفاری چرخشی که امروزه در صنعت نفت این روش به کار برده می‌شود. Rotary Drilling

در حفاری ضربه‌ای: با استفاده از ماشین ضربه وارد کرده سنگ را خرد می‌کنند و سـپس خـرده‌هـا را خارج می‌کنند.

در حفاری چرخشی: در این نوع حفاری دکل حفاری وجود دارد که رشته حفاری از این‌جا بـه داخـل چاه وارد می‌شود. که رشته حفاری شامل سرمته، طوق مته و لوله‌های حفاری اسـت. همیشـه رشـته بـالائی ثابت است که به آن kelly می‌گویند که با صفحه دوار درگیر است و جرثقیلی وجود دارد که رشته حفاری را پائین و بالا می‌کشد. در طی حفاری سازند نرم سرمته‌ها، دندانه‌های جدا از هم دارد و در سـازندهای سـخت سرمته دندانه‌های کوتاه دارد.

در طی حفاری دائم از بخش بالا و بخش کاسه مانند گل وارد رشته حفاری شـده و از سـرمته بیـرون می‌کشند.

گل حفاری چندین وظیفه دارد:

۱. سرد کردن مته
۲. کاهش اصطکاک
۳. خرده سنگهایی که توسط سرمته خرد می‌شود به سطح می‌آورد
۴. به دیواره چاه فشار وارد می‌کند و باعث جلوگیری از ریزش دیوار چاه می‌شود
۵. از فوران سازند جلوگیری می‌کند.

سرمته

۱. سنگ را خرد کرده پائین می‌رود؛
۲. کر یا مغزه تولید می‌کند.

برخی چاههای عمودی نیستند و به عنوان چاههای انحرافی مطرح می‌شوند:

۱. چاه‌های جهت‌دار Directional Well

۲. چاه‌های کج شده Deviated Well
۳. چاه‌های افقی Horizontal Well

مناطقی که مخزن نفت در دریا است و فاصله زیادی با ساحل ندارد چاه انحرافی می‌زنیم.

سرمته‌های خاص

چاه افقی برای مخازنی بکار برده می‌شود که یا خیلی نازک هستند یا تولیدشان زیاد نیست و تکنولوژی بسیار بالائی نیاز است.

از متد دیگر اکتشافی logging است:

۱. لاگهای Wire Line Logs
۲. Drill Cutting Log
۳. Mud Log

Drill Cutting Log ابزار مهمی برای زمین‌شناسان است و شامل یک سری از اطلاعاتی است که توسط Cutting ها جمع‌آوری شده است و با استفاده از نتایج Sample Log رسم می‌کنند و یک ایده کلی از لیتولوژی‌ها حفاری شده را نشان می‌دهد.

این نمودار با توجه به Lag time رسم می‌شود:

۱. با استفاده از سرعت گل
۲. با استفاده از مواد رنگی که در گل حفاری می‌ریزند.

گل نگار: (Mud Logging)

با گل‌هایی که از چاه بالا می‌آید سر و کار دارد. اگر به سنگ منشأ نزدیک باشیم همراه گل مقدار زیادی گاز بالا می‌آید که ابزارهایی وجود دارد که گاز را از گل جدا کرده و گاز وارد کروماتوگراف می‌کنند.

وجود متان بیانگر چیز خاصی نیست و به آن توجه نمی‌شود ولی گازهای سنگین‌تر از متان بیانگر رسیدن به یک سنگ منشأ تولید کننده و با یک مخزن است. کار دیگر گل نگار ثبت سرعت حفاری می‌باشد. Rop نشان می‌دهد که لیتولوژی ما چه سنگی است.

از دیگر روش‌های اکتشافی روش‌های ژئوفیزیکی است. مهمترین متدهای ژئوفیزیکی اکتشافی مغناطیسی سنجی و ثقل‌سنجی و مطالعات لرزه‌ای است. ۲ مورد اول شامل یک سری اطلاعات کلی است.

در روش مغناطیسی سنجی کنتور دیاگرامی رسم می‌شود. اگر مغناطیس کم باشد ضخامت رسوبات بیشتر، پی سنگ پائین‌تر و شانس پیدا کردن سنگ منشأ و مخزن بیشتر است و بالعکس.

ثقل‌سنجی

با توجه به این که مقدار ثقل در هر منطقه متفاوت است از این روش برای پیدا کردن مخازن استفاده می‌شود.

ما تأثیر ثقل سنگها را بررسی می‌کنیم، هر قدر چگالی سنگها بیشتر باشد (پی سنگ بالا) ثقل بیشتر و میزان شانس سنگ منشأ و مخزن کم است و برعکس همچنین تغییرات ناگهانی به کانتورها نشانگر وجود گسل می‌باشد (در قطب بیشتر از استوا است).

متدهای لرزه‌ای ۳ نوع مختلف است که شامل

۱. دو بعدی 2D
۲. سه بعدی 3D
۳. چهار بعدی 4D، بعد چهارم زمان است که به عنوان ۱ بعد به سیستم ۳ بعدی اضافه می‌شود.

سطح اختلاف چگالی لزوماً تغییر لیتولوژی نیست بلکه می‌تواند تغییر فاز سیالی باشد. هر قدر اختلاف $\rho_1\rho_2$ بیشتر باشد انعکاس امواج بیشتر و ژئوفون بیشتر می‌لرزد و جریان بیشتری را نشان می‌دهد.

$$\rho_1 * V_1 = Z_1$$

$$\rho_2 * V_2 = Z_2$$ ضریب انعکاسی $RE = Z_2 - Z_1 / Z_2 + Z_1$

اگر $Z_1 > Z_2$ باشد Peak داریم و برعکس اگر باشد Trough تشکیل می‌شود.

مجموع Trace ها نهایتاً نیمرخ سایزمیک‌ها را می‌سازد.

در مطالعات لرزه‌ای می‌توانیم نوع سیال را نیز مشخص کنیم. امواج الاستیک قادر به تفکیک نفت و آب شور از هم را ندارند. ولی اگر گاز باشد چون چگالی خیلی کمتر دارد می‌توان وجود گاز را تعیین کرد.

مطالعه (Inversion)

با معکوس کردن اطلاعات لرزه‌ای به اطلاعات تخلخل و با معکوس کردن نیمرخ لرزه‌ای به نیمرخ تخلخل تبدیل می‌شود به این معنی نیست که تخلخل‌ها کاملاً دقیق است اما یک دید کلی در مورد لیتولوژی به ما می‌دهد.

مطالعه لرزه‌ای ۳ بخشی است که شامل

۱. مطالعات صحرایی جهت کسب اطلاعات
۲. ثبت لرزه‌ها توسط ژئوفون‌ها
۳. تفسیر توسط زمین‌شناس

انواع لاگها:

Wire Line Loggin
Resisticity
Formation factor = f = 1/ϕ^2

فرمول آرچی:

$$R_t = FR_W / S_W$$

$$S_W = \sqrt{(FR_W / R_t)}$$

msfl، lls، llp عمق بررسی متفاوتی دارند اگر روی هم بیفتد لایه غیر تراواست.

llp عمق بررسی بیشتر

lls عمق بررسی متوسط

Msfl عمق بررسی کم

اگر llp زیاد شود نشانه وجود نفت است و به مرور llp کم می‌شود تا به زون owc برسد. سیالات گل حفاری به داخل سازند نفوذ می‌کند این بخش گل که وارد سازند می‌شود فیلتر گل می‌گویند و بخشی از سازند که تحت تاثیر M.F قرار گرفته Flash Zone یا زون رخنه می‌گویند. روی جداره Mud Cake تولید می‌شود این اتفاق فقط در اینتروال‌های تراوا و مخزنی صورت می‌گیرد.

جائی که msfl، lls، llp روی هم بیفتد لایه غیر تراوا است یعنی M.F نفوذ نکرده است. مقاومت زیاد در سازند تراوا به دلیل وجود نفت می‌باشد. llp خیلی کم نشان دهنده وجود آب شور فراوان و عدم وجود نفت است. اگر msfl زیاد باشد مقاومت زیاد M.F را نشان می‌دهد چون msfl تا عمق کمی نفوذ می‌کند.

لاگ نوترون

نوترون جرمی همانند هیدروژن دارد. هنگامی که نوترون به برخورد می‌کند انرژی خود را از دست خواهد داد و جرم H حرکت خواهد کرد اما اگر به عناصر دیگر برخورد کند برمی‌گردد. اگر تخلخل زیاد باشد شانس رسیدن به دتکتور کمتر است چون آب و هیدروکربورها که دارای هستند در فضای خالی جمع می‌شوند به این ابزار Hydrogn Index می‌گویند.

ابزار نوترون مستقیماً به ما تخلخل را می‌دهد.

دولومیت (۸ تا ۴) - $\phi = \phi_N$ ماسه سنگ $\phi = \phi_N - ٤$ تصحیح

لاگ Density

به صورت غیر مستقیم تخلخل را نشان می‌دهد. چگالی را به ما می‌دهد. ابزار گاما گاما KHOB

FSC = Formation Density Compensated

ρ_b یک سنگ به چگالی سیال یک سنگ + چگالی بخش جامد سنگ = ρ_{mot}

$$FB = \rho_f(\phi) + \rho_{ma}(1-\phi)$$

$$\phi = \rho_{ma} - \rho b / \rho_{ma} - \rho_f$$

تلفیق ۲ لاگ نوترون و دنسیتی تخلخل تصحیح شده و لیتولوژی را می‌دهد.

لاگ Sonic

تخلخل نیز مستقیم با اندازه‌گیری سرعت امواج صوتی به دست می‌آید. ۲ دتکتور دارد که اختلاف زمان رسیدن امواج صوتی را اندازه گیری می‌کند. (Δ_t = زمان گذر)

DT زیاد سرعت امواج کم

ΔT کم سرعت زیاد

DT یک سنگ بستگی دارد به DT بخش مایع سنگ + DT بخش جامد سنگ دارد.

$$DT = DT_f(\phi) + DT_{ma}(1-\phi)$$

$\phi = DT - Dt_{mat} / DT_f - DT_{mat}$ وایلی

$DT_{mat} = ٥٦$ ماسه سنگ

$DT_{mat} = ٤٧$ آهک

$DT_{mat} = ٤٤$ دولومیت

$DT_F = ١٨٩.٥$ آب شور

تغییرات DT بین ۴۰ - ۴۵ است.

لایه آهکی با آب شور $\phi = (٥٥ - ٤٧)/(١٨٩.٥ - ٤٧) = ٥.٦\%$ ابزار نوترون و دنسیتی تخلخل کل را بررسی می‌کند ولی ابزار Sonic تخلخل اولیه بین دانه‌ای را بررسی می‌کند.

لاگ Caliper: قطر سنج

لاگ کالیپر ریختگی در چاه را نشان می‌دهد.

۳ کاربرد اصلی دارد که شامل

۱. ارزیابی کیفی لاگهای دیگر یا تصحیح لاگهای دیگر
۲. تشخیص اینتروال‌های تراوا
۳. محاسبه حجم سیمان

چاه‌نگاری نوترون - گاما

چنانچه توضیح داده شد در مرحله سوم افت انرژی نوترون، نوترون‌ها به دام می‌افتند و پرتوی گاما ساطع می‌شود. در این روش، مقدار پرتوهای گامای حاصل از به دام افتادن نوترون‌ها توسط سازند را اندازه می‌گیرند. از آن جایی که. بیشترین مقطع گیراندازی نوترون را دارد، هر چه تعداد نوترون بیشتری به دام بیافتد، نشان دهنده آن است که سازند دارای هیدروژن بیشتری و بالطبع دارای آب یا نفت است.

چاه‌نگاری نوترون - نوترون ترمیک

در این روش تعداد نوترون‌های ترمیک اندازه‌گیری می‌شود. بنابراین در مرحله‌ی قبل از گیراندازی نوترون‌ها، این اندازه‌گیری انجام می‌گیرد.

چاه‌نگاری نوترون - نوترون اپی ترمیک

در این روش تعداد نوترون‌های اپی ترمیک اندازه‌گیری می‌شود. بنابراین در مرحله قبل از تشکیل نوترونهای ترمیک این اندازه‌گیری انجام می‌شود.

دستگاه‌های نوتورن شامل:

الف- GNT: این دستگاه به طور هم‌زمان نوترون‌های ترمیک و پرتوهای گاما را اندازه‌گیری می‌کند و واحد مورد استفاده در آن API است.

ب- SNP: این دستگاه نوترون‌های اپی ترمیک را اندازه‌گیری می‌کند. چشمه و آشکارسازی روی بالشتکی سوار شده و به دیواره چاه می‌چسبد.

ج- CNL: نوع A این دستگاه نوترون‌های ترمیک و نوع G آن نوترون‌های ترمیک و اپی‌ترمیک را به طور هم زمان دریافت می‌کند.

دستگاه (CNL-A) برای کاهش اثر چاه از ۲ آشکارساز استفاده می‌کند. نسبت و رابطه شمارش ۲ آشکار ساز با یکدیگر به وسیله نرم‌افزار و دستگاه‌هایی که در سر چاه قرار دارد، مستقیماً به واحد تخلخل یا شاخص

هیدروژن (مقدار هیدروژن در ترکیب سنگ و سیال موجود در آن) تبدیل می‌شود در شکل ۷-۱ یک نمونه نمودار تخلخل نوترون نشان داده شده است.

کاربردها

به طور فهرست و از کاربردهای اندازه‌گیری شاخص هیدروژن عبارتند از:

الف) ارزیابی تخلخل

ب) جداسازی زون‌های گازدار، زون‌های حاوی نفت یا آب

ج) تعیین لیتولوژی همراه با دیگر بررسی‌های چاه‌نگاری

د) تطابق چاه‌ها

نمودار صوتی (DT)

نمودار صورتی زمان لازم برای عبور موج صوتی از یک فوت سازند را اندازه‌گیری می‌کند و واحد آن میکروثانیه بر فوت ($\mu s / ft$) است که عکس سرعت صورت است. بنابراین سنگ‌های سست و کم تراکم دارای سرعت عبور صوت کم و DT بالا هستند و لایه‌های متراکم و سخت برعکس.

معمولاً مقدار حداقل و حداکثر آن به ترتیب ۴۰ و ۱۴۰ میکروثانیه بر فوت است.

به کمک یک مولد که در سطح قرار دارد قطار موجی با فرکانس مشخص انتشار می‌یابد مدت زمان برنامه مذکور بسیار کوتاه است ولی چندین بار در ثانیه تکرار می‌شود. این نگار با محاسبه سرعت و یا دامنه صوت به بررسی ویژگی‌های سنگ و سیال می‌پردازد.

اندازه‌گیری زمان انتشار امواج صوتی عمدتاً در تعیین تخلخل، به خصوص زمانی که اندازه‌گیری حساسیت زیادی نسبت به تغییرات قطر چاه نداشته باشد و نیز برای تعیین تخلخل ثانویه در مخازن کربناته به طور سیستماتیک استفاده می‌شود.

بااستفاده از رابطه زیر می‌توان تخلخل را از نمودار صوتی به دست آورد:

$$\varphi = \frac{DT_{\log} - DT_{mat}}{DT_{fluid} - DT_{mat}}$$

که در آن $DT_{\log}$ مقدار قرائت شده توسط لاگ صوتی، DT_{mat} زمان عبور موج صوتی از ماتریکس سنگ (منظور قسمت جامد سنگ است، ماتریکسی که همراه اصطلاح سیمان به کار می‌رود نیست) و DT_{fluid} مقدار زمان عبور موج صوتی از سیال پرکننده منافذ سنگ مخزن در زون رخنه است.

تخلخل حاصل از نمودار صوتی از نوع تخلخل‌های به هم پیوسته یا مفید است. نمودار نوترون و چگالی تخلخل کل (اولیه و ثانویه) را اندازه می‌گیرند. بنابراین تفاضل تخلخل نمودارهای نوترون یا چگالی از تخلخل نمودار صوتی دال بر تخلخل‌های ثانویه (ϕ_s) است:

$$\phi_s = \phi_{NPHI} - \phi_{DT}$$

or

$$\phi_s = \phi_{RHOB} - \phi_{DT}$$

or

$$\phi_s = \phi_{ND} - \phi_{DT}$$

اندازه‌گیری‌های صوتی به خصوص همراه با لاگ‌های نوترون و چگالی می‌تواند در تعیین لیتولوژی به کار رود.

از آن جا که این اندازه‌گیری‌ها حساسیت زیادی نسبت به تغییرات قطر چاه ندارد می‌توان از آن برای بررسی تراکم سازندهای رسی - ماسه‌ای استفاده کرد.

از مقایسه اندازه‌گیری‌های صوتی با نگارهای دیگر (نوترون - چگالی - مقاومت ویژه) می‌توان سیال‌های موجود در سازند را تفکیک کرد. نظر به قدرت خوب جداسازی قائم چاه‌نگاری صوتی، از این مطالعات می‌توان برای تعیین ضخامت لایه‌ها استفاده کرد.

نمودار چگالی

در این روش، سازند تحت تاثیر پرتوهای گامایی که از یک منبع خاص منتشر می‌شود قرار می‌گیرد. به کمک نگار چگالی می‌توان تخلخل را با شناخت چگالی ماتریکس (بخش جامد سنگ) و سیال موجود به طور مستقیم یا با همراهی روش نوترون محاسبه کرد. (به این ترتیب که هر چه تخلخل بیشتر باشد، چگالی کمتر است البته جنس سنگ و دیگر پارامترها هم تاثیر گذار هستند.) با استفاده از رابطه زیر می‌توان تخلخل را از نمودار چگالی به دست آورد:

$$\phi = \frac{\rho_{mat} - \rho_{\log}}{\rho_{mat} - \rho_{fluid}}$$

که در آن $\rho_{\log}$ مقدار چگالی قرائت شده توسط لاگ چگالی، ρ_{mat} چگالی ماتریکس سنگ (منظور قسمت جامد سنگ است ماتریکسی که همراه صطلاح سیمان به کار می‌رود نیست) و ρ_{fluid} مقدار چگالی سیال پرکننده منافذ سنگ مخزن در زون رخنه است.

نگار چگالی به طور مستقیم در تعیین لیتولوژی سازندهای غیر متخلخل و یا از طریق همراهی با سایر روش‌ها در بررسی مخزن‌های متخلخل می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد.

مطالعه تغییر و تحول چگالی رس‌ها و یا ماسه‌ها بر حسب عمق در بررسی تغییرات تراکم مواد مذکور می‌تواند به کار رود. با مقایسه پاسخ‌های حاصل از روش نوترون و چگالی و با کمک‌های لاگ‌های مقاومت ویژه می‌توان به شناسایی سریع سیالات موجود در مخزن‌ها و همچنین تعیین حدود زون‌های تماس گاز - نفت، گاز - آب و نفت - آب دست یافت.

از ترکیب نمودار نوترون با چگالی می‌توان در مورد سنگ‌شناسی سازند اظهار نظر نمود. اگر نمودار نوترون منطبق بر نمودار چگالی باشد، سنگ‌شناسی از نوع آهک، اگر نمودار نوترون در سمت راست نمودار چگالی باشد سنگ‌شناسی از نوع ماسه سنگ و اگر نمودار نوترون در سمت چپ نمودار چگالی قرار گیرد سنگ‌شناسی از نوع دولومیت خواهد بود.

نمودار پرتوی گاما

نمودار پرتوی گاما جزء نگارهای هسته‌ای می‌باشد و برای اندازه‌گیری پرتوزایی گامای طبیعی (GR) سازند بکار می‌رود. منشأ پرتوزایی گامای طبیعی سازندها عناصر توریم، پتاسیم و اورانیم رادیواکتیو است. عناصر مزبور در شیل‌ها متمرکزند و لذا دارای مقادیر GR بالایی هستند. مقدار GR معمولاً بین ۰ تا ۳۰۰ و

واحد آن API است. مقادیر بالا نشان دهنده‌ی لایه‌های شیلی و مقادیر پایین و در حد صفر نشانگر سازند تمیز (مانند ماسه سنگ بدون رس یا سنگهای کربناته فاقد شیل) می‌باشد. لازم به ذکر است ماسه سنگ‌های آرکوزی بعلت داشتن پتاسیم در ساختار کانی‌های خود، مقدار GR بالایی هستند و نباید با لایه-های شیلی اشتباه شوند. مقدار حجم شیل (Vsh) از نمودار گاما با استفاده از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$V_{sh} = \frac{GR_{\log} - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}}$$

که در آن $GR_{\log}$ مقدار قرائت شده توسط نمودار گاما، $GR_{\max}$ مقدار حداکثر گامای قرائت شده (برای لایه شیلی) و $GR_{\min}$ مقدار حداقل گامای قرائت شده (برای لایه عاری از شیل) در فاصله مورد نظر است.

پرتوزایی گامای طبیعی به کمک دستگاه‌هایی مانند شمارشگر گایگر مولر و اطاق یونیزاسیون اندازه‌گیری می‌شود، اما شمارشگر سوسوزن، به دلیل بازده بیشتر، ابعاد کوچکتر و قدرت جداسازی قائم بهتر، بر دو دستگاه دیگر برتری دارد. پاسخ حاصل از هر دستگاه تابعی از غلظت وزنی کانی پرتوزا در سازند و نیز چگالی آن است.

کاربردها نمودار پرتوزایی گامای طبیعی (GR) شامل موارد زیر است:

الف) تعیین لیتولوژی یا جنس سنگ (شناخت رس‌ها، نمک‌های تبخیری، کانی‌های سنگین و پرتوزا)

ب) تعیین حجم شیل موجود در مخزن

ج) تطابق چاه‌ها

د) کنترل عمق حفاری و دستگاه‌های آزمایش کننده سیال و نیز استفاده از آن بجای SP زمانی که این اندازه‌گیری قابل اجرا نیست (چاه‌های سیمانی شده و دارای لوله جداری)

ه) ارزیابی تقریبی تراوایی

نمودار GGR

نمودار GGR مشابه نمودار GR است با این تفاوت که ابزار آن فقط به عناصر توریم و پتاسیم رادیواکتیو حساس است. این نمودار دقیقترین داده برای محاسبه حجم شیل است، زیرا اورانیمی که توسط GR اندازه‌گیری می‌شود علاوه بر شیل‌ها در نفت نیز می‌تواند وجود داشته باشد. بهمین خاطر مقابل لایه نفتی گاهی نمودار گاما مقدار بالایی نشان می‌دهد که نشانگر شیل نیست، بلکه اورانیمی است که به عنوان عنصر فرعی در ساختمان نفت خام است. مقدار حجم شیل (Vsh) از نمودار GGR با استفاده از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$V_{sh} = \frac{CGR_{\log} - CGR_{\min}}{CGR_{\max} - CGR_{\min}}$$

که در آن $CGR_{\log}$ مقدار قرائت شده توسط نمودار CGR، $CGR_{\max}$ مقدار حداکثر گامای قرائت شده (برای لایه شیلی) و $CGR_{\min}$ مقدار حداقل CGR قرائت شده (برای لایه عاری از شیل) در فاصله مورد نظر است.

ابزار نمودار SGR علاوه بر توریم و پتاسیم رادیواکتیو به اورانیم نیز حساس است. جدایش نمودار CGR از SGR می‌تواند شاخصی از وجود نفت باشد، چرا که اختلاف آنها در وجود اورانیوم است که در ساختمان برخی نفت‌های خام وجود دارد. گاهی تمرکز اورانیم در شکستگی‌ها می‌تواند باشد، لذا جدایش مزبور می‌توان حاکی از شکستگی‌ها باشد. البته لازمه تأیید وجود شکستگی‌ها تطبیق آن با چرخه‌های پرشی (cycle skipping) موجود در نمودار صوتی و نمودارهای تصویری چاه مانند FMI و FMS است. مقدار حجم شیل (Vsh) از نمودار SGR با استفاده از رابطه زیر بدست می‌آید:

$$V_{sh}=\frac{SGR_{\log}-SGR_{\min}}{SGR_{\max}-SGR_{\min}}$$

که در آن $SGR_{\log}$ مقدار قرائت شده توسط نمودار SGR، $SGR_{\max}$ مقدار حداکثر گامای قرائت شده (برای لایه شیلی) و $SGR_{\min}$ مقدار حداقل SGR قرائت شده (برای لایه عاری از شیل) در فاصله مورد نظر است.

نمودارهای اسپکتروسکوپی پرتوی گاما

میزان انرژی پرتوی گامای هر کانی پرتوزا با عناصر دیگر متفاوت است. در واقع انرژی پرتوی گامای ساطع شده از عناصر مختلف، طیف متغیری دارد. در این صورت مقدار انرژی پرتوی گاما می‌تواند مشخص کننده آن کانی باشند که این پرتو ایجاد می‌کند. بنابراین اگر فناوری چاه‌نگاری توانایی آن را داشته باشد که طیف انرژی پرتوی گاما را مشخص کند، می‌تواندعنصری که این پرتو از آن ساطع شده است را نیز مشخص کند.

در نگار GR، پرتوزایی کلی گامای طبیعی حاصل از سازند اندازه‌گیری و ثبت می‌شود. این نوع چاه‌نگاری تنها مشخص می‌کند که سازند در بردارنده چه اندازه از کانی‌های سنگین و پرتوزا هست؛ اما توانایی تشخیص جنس کانی‌های پرتوزا را ندارد. در حالی که نگار اسپکتروسکوپی (طیف‌سنجی) پرتوی گاما، دقیقاً طیف انرژی پرتوی گاما و در نتیجه جنس کانی‌ای که این طیف پرتوی گاما را تولید کرده است نیز مشخص می‌کند. همانطور که توضیح داده شد، پرتوزایی (گامای طبیعی) وابسته به سه عنصر پرتوزای پتاسیم و توریم و اورانیم و یا عناصر پرتوزای حاصل از آن‌هاست.

به این نمودار NGS (natural gamma spectroscopy) نیز گفته می‌شود و قادر است مقدار هر سه عنصر توریم، پتاسیم و اورانیم را به صورت کمی اندازه‌گیری کند، کاربردهای آن شامل موارد زیرند:

تعیین سنگ‌شناسی

تعیین نوع کانی‌های رسی

تعیین محیط (دریایی، رودخانه‌ای، دلتایی و ...) رسوب‌گذاری

بررسی ژئوشیمیایی

تطابق چاه‌ها

نمودار SP

نمودار SP (Spontaneous potential) برای اندازه‌گیری پتانسیل خودزا بین الکترود ثابت واقع در سطح و الکترود دیگری که در چاه جابه‌جا می‌شود، کاربرد دارد. این پتانسیل که از سازندی به سازند دیگر متفاوت است، دارای تغییراتی در حدود چند ده یا چند صد میلی ولت است. در نمودارهای حاصل از این لاگ، مقدار SP حاصل از رس را به عنوان پتانسیل صفر در نظر می‌گیرند و مقدار جابجایی منحنی را در زون‌های دیگر نسبت به خطی به نام خط مبنای شیل یا رس که همان صفر است می‌سنجد.

در حقیقت نمودار SP اختلاف بین مقاومت فیلتره گل (Rmf) و مقاومت آب سازند (R_w) را کمی می‌کند. هر چه این اختلاف بیشتر باشد شدت نمودار SP بیشتر است (جدایش بین خط شیل و ماسه بیشتر است) و برعکس. اگر مقاومت آب سازند برابر مقاومت فیلتره گل حفاری باشد ($R_{mf}=R_w$) مقدار SP برابر صفر میلی ولت خواهد بود.

با استفاده از رابطه زیر می‌توان حجم شیل را از نمودار SP محاسبه نمود:

$$V_{sh}=\frac{SP_{\log}-SP_{\min}}{SP_{\max}-SP_{\min}}$$

که در آن $SP_{\log}$ مقدار قرائت شده توسط نمودار SP در نقطه مورد نظر، $SP_{\max}$ مقدار حداکثر انحنای نمودار SP و $SP_{\min}$ مقدار حداقل انحنای نمودار SP است.

منحنی SP در موارد زیر کاربرد دارد:

الف) آشکارسازی طبقات متخلخل و تراوا: عموماً در این طبقات جابه‌جایی SP از خط مبنای شیل قابل مشاهده است

ب) تعیین مقاومت ویژه آب سازند (Rw)

ج) تعیین لیتولوژی (شناخت افقهای رسی یا ذغالی و ارزیابی مقدار رس موجود در یک مخزن)

د) همبستگی چاه‌ها (به این صورت که در چاه‌های مجاور سازندهای مختلفی را که به وسیله لاگ مشخص شده‌اند، با هم مقایسه کرده و با وصل کردن لایه‌های مشابه به یکدیگر مسیر گسترش آن لایه را تشخیص می‌دهند)

ه) امکان بررسی‌های درجه اشباع نفت یا گاز در ماسه‌های شیلی

و) امکان بررسی محل تماس گاز و آب در ماسه‌های شیلی

نمودارهای مقاومت ویژه الکتریکی

زون‌های حاوی نفت و گاز مقاومت بالایی نسبت به زون‌های غیرهیدروکربنی و حاوی آب شور نشان می‌دهند. بنابراین لاگ‌های مقاومت به خوبی می‌توانند مناطق هیدروکربن‌دار را مشخص کنند.

نقشه‌ها و مقاطع عرضی متداول در زمین‌شناسی نفت

توسط زمین‌شناسان نفت نقشه‌های زیرسطحی (Subsurface maps) زیادی ساخته شده و مورد استفاده قرار می‌گیرد که شامل نقشه‌های زمین‌شناسی و ژئوفیزیکی می‌باشد.

این نقشه‌ها ساختمان‌های زیرسطحی (Subsurface Structures)، شکل هندسی (Geometry) لایه‌های رسوبی، ضخامت آن‌ها و نیز خصوصیات داخلی متعلق به آن‌ها مثل تخلخل و تراوائی را به نمایش می‌گذارند. همچنین این نقشه‌ها به صورت نقشه‌های کانتوری است. به طور مختصر در مورد آن‌ها توضیح داده می‌شود.

هنگام ساختن نقشه‌های کانتوری موارد زیر باید رعایت شود:

۱. از میان همه مقیاس‌ها و فاصله‌های کانتوری آن‌هایی باید استفاده شوند که مناسب و مطابق با داده‌های موجود برای نقشه‌بردار باشند.
۲. نقشه‌ها نباید توسط داده‌های اضافی شلوغ و گیج‌کننده شوند چنانچه نقشه‌ای شلوغ باشد غیرقابل استفاده می‌شود و تنها قابل فهم برای کسی است که آن را رسم کرده است.
۳. به طور کلی درک مقیاس، الگوها و رنگ‌های بکار رفته در نقشه بسیار سودمند است.
۴. همه نقشه‌ها و مقاطع زمین‌شناسی در یک منطقه باید با هم مطابقت داشته باشند به عبارت دیگر یک نقشه باید از انواع دیگر نقشه‌ها پیروی کند و تضادها و آنومالی‌های بین نقشه‌ها باید رفع شوند.
۵. در رسم کانتورها بایستی دقت زیادی کرد، اگرچه امروزه کامپیوتر و نرم‌افزارها وظیفه رسم کانتورها را به عهده دارند.
۶. در یک منطقه بهتر است شیوه ساختاری منطقه به عنوان اساس کانتور کشی در نظر گرفته شود. برای این که شیوه ساختاری شناخته شود. زمین‌شناس باید سعی کند مجموعه‌ای از تفسیرها و اعتقادات و هر نظری که در مورد سبک ساختمانی و چینه‌شناسی منطقه وجود دارد را به خوبی بشناسد تنوعی از تفسیرهای ممکن را برای نقاط کنترل ثابتی نشان می‌دهد این اشکال نشان می‌دهد که اگر زمین‌شناس به الگوی ساختاری منطقه آگاه نباشد خطوط نامناسبی را می‌تواند برای رسم کانتورها انتخاب کند.
۷. اگر بین دو نقطه کنترل تغییرات ناگهانی از نظر ارتفاع یا ضخامت وجود داشته باشد به احتمال زیاد زمین‌شناسی، باید این تغییر ناگهانی به وسیله یک گسل ایجاد شده باشد.

انواع نقشه‌های زیرسطحی

نقشه‌های کانتوری زیر سطحی بسیار متنوعند. در این بخش کتاب به توضیح انواع متداول آن پرداخته می‌شود.

نقشه‌های کانتوری ساختمانی (Structural Contour Maps)

این نقشه‌ها معمولاً به طور ساده نقشه‌های ساختمانی نامیده می‌شوند. این نقشه‌ها، کانتورهایی را بر روی افق‌ها زمین‌شناسی زیرسطحی نسبت به سطح مبنای تعیین شده، که معمولاً سطح تراز دریا است، نشان می‌دهند زمین‌شناس سازنده این نقشه‌ها باید افق انتخابی خود را مشخص کرده و بدرستی نمایش دهد.

این افق معمولاً عمق قاعده‌پوش سنگ و یا عمق بالای مخزن است. نقشه‌های ساختمانی به خوبی قادرند. ساختارهای زیرسطحی را به نمایش بگذارند.

نقشه‌های هم ضخامت (Isopach Maps)

در نقشه‌های هم ضخامت، کانتورها تغییرات ضخامت لایه‌های معین را در منطقه مورد مطالعه نشان می‌دهد. این لایه ممکن است یک واحد لیتواستراتیگرافی از قبیل یک سازند یا یک واحد زمانی-استراتیگرافی مثل یک سیستم و یا یک محدوده مشخص بین دو ناپیوستگی (یک سکانس) یا یک واحد اقتصادی مثل ضخامت زون تولید (Pay Zone) سنگ مخزن از یک میدان نفتی باشد.

گاهی اوقات به واژه ایزوکور (Isochore) برمی‌خوریم که منظور از آن ضخامت حفاری شده است ولی منظور از ایزوپک ضخامت واقعی طبقات است.

نقشه‌های ایزوکور برای کارهایی نظیر محاسبه ضخامت زون هیدروکربندار مفید است، در صورتی که نقشه‌های ایزوپاک برای مطالعات رسوب‌شناسی اهمیت دارد.

نقشه‌های رخساره‌ای (Facies Maps)

معمول‌ترین استفاده از نقشه‌های رخساره‌ای نشان داده لیتوفاسیس‌ها است. نقشه‌های لیتوفاسیس مرسوم دو نوع اصلی هستند:

۱. نقشه‌های ایزولیت یا هم سنگی (Isolith Maps)

این نقشه‌ها، ضخامت یک لیتولوژی منفرد را نشان می‌دهند. مثل ضخامت لایه‌های دولومیتی یا ضخامت لایه‌های ماسه سنگی، نقشه هم ضخامت و هم سنگی را با یکدیگر مقایسه می‌کند.

۲. نقشه‌های لیتولوژی درصدی (Percentage Maps)

این نقشه‌ها درصدی از بخش انتخابی تشکیل دهنده یک سازند را نسبت به کل ضخامت سازند نشان می‌دهند (مثلاً ضخامت آهک چند درصد از ضخامت کل لیتولوژی است).

تفاوت نقشه‌های ایزولیت و نقشه‌های درصدی در این است که نقشه ایزولیت بدون در نظر گرفتن ضخامت کل رسم می‌شود، در حالی که نقشه درصدی با در نظر گرفتن ضخامت کل کشیده می‌شود.

نقشه درصدی بیشتر جهت تعبیر و تفسیر محیطی کاربرد دارد. در حالی که نقشه ایزولیت بیشتر مناسب مطالعه مخزن است.

۳. نقشه‌های لیتولوژی نسبتی (Raito Maps)

این نقشه‌ها نسبت ضخامت لیتولوژی‌های مختلف را نسبت به یکدیگر نشان می‌دهند یکی از مهمترین این نسبت‌ها، نسبت آواری است که در واقع نسبت بین ضخامت سنگ‌های آواری به گروه غیرآواری (یعنی کربنات و تبخیری‌ها) را نشان می‌دهد.

انتخاب نوع نسبت کاملاً اختیاری است و بنا به نوع مطالعه می‌تواند تغییر کند به طور مثال این نسبت می‌تواند نسبت دولومیت به کربنات (آهک + دولومیت) باشد، فرضاً برای مطالعه تغییرات دولومیتی در یک ناحیه و یا نسبت زغال به شیل و غیره.

۴. نقشه‌های رخساره‌ای مثلثی (Triangle Facies Maps)

در این نوع نقشه‌ها، به جای استفاده صرف از خطوط کانتوری، از الگوهای لیتولوژیکی در رسم نقشه استفاده می‌شود. برای این منظور از دیاگرام‌های مثلثی با سه مؤلفه لیتولوژی استفاده می‌شود.

حتی اگر بیشتر از سه مؤلفه وجود داشته باشد، این سه مؤلفه برای نشان دادن بیشترین بخش‌های سنگ‌های رسوبی کافی هستند، به خصوص اگر مؤلفه‌ها ترکیبی باشند، مثلاً مؤلفه کربنات که می‌تواند شامل سنگ آهک و دولومیت باشد.

با داشتن ضخامت سه مؤلفه یا سه عضو نهایی مثلث، نقطه مورد نظر بر روی دیاگرام مثلثی پلات شده و موقعیت نقطه پلات شده الگوی لیتولوژی آن نقطه را مشخص می‌کند.

لذا با داشتن نقاط اطلاعات متعدد می‌توان نقشه نهایی را رسم نمود. مثلث رخساره‌ای باید به صورتی مفید به نواحی رخساره‌ای براساس الگوهای استاندارد لیتولوژی تقسیم شوند.

نقشه‌های ویژگی درونی

نقشه‌های ویژگی درونی، بیشتر خصوصیات انتخابی یک واحد استراتیگرافی منفرد را نظیر تخلخل، تراوائی، میزان تولید و یا هر ویژگی قابل تعیین دیگر را به نمایش می‌گذارند. نقشه‌های ویژگی داخلی که به طور خیلی معمول استفاده می‌شود شامل موارد زیر است:

۱. نقشه‌های هم تخلخل (Isoprosity)

این نقشه‌ها، خطوط هم تخلخل را در سنگ‌های مخزن نشان می‌دهند.

در این نقشه‌ها ماهیت داده‌ها باید مشخص شود. تخلخل ممکن است در آزمایشگاه‌ها از مغزه‌ها بدست آمده باشد و یا از نمودارها محاسبه شود یا از داده‌های تولیدی تخمین زده شود.

۲. نقشه‌های هم حجم (Is volume or Isovol Maps)

این نقشه‌ها از تلفیق مقادیر تخلخل و ایزوپک‌ها حاصل شده‌اند و نشان دهنده کانتورهایی با حجم مساوی می‌باشند. به طور مثال یک لایه با ضخامت ۲۰ متر و تخلخل ۱۰٪ دارای ارزش مساوی با یک لایه به ضخامت ۱۰ متر و تخلخل ۲۰٪ است.

۳. نقشه‌های هم تمرکز و هم شوری (Isoconcentration and Isosalinity)

این نقشه‌ها شوری آب‌های سازندی را نشان می‌دهند.

۴. نقشه‌های هم پتانسیل (Isopotontial Map)

نشان دهنده ظرفیت‌های تولید چاه‌ها در واحد زمان هستند.

۵. نقشه‌ها ایزوبار (Isobar Maps)

این نقشه‌ها نشان دهنده فشارهای اندازه‌گیری شده متداول در چاه‌ها هستند.

مقاطع عرضی (Cross Sections)

مقاطع عرضی قادرند تغییرات جانبی لایه‌ها را به خوبی مشخص نمایند. سه نوع مقطع عرضی برای زمین‌شناسی نفت ضروری است.

۱. مقاطع عرضی مقایسه‌ای

اولین اشکال زمین‌شناختی هستند که بایستی در مرحله اول حفاری اکتشافی رسم شوند. هدف این مقاطع به طور ساده، این است که زمین‌شناس را قادر می‌سازند تا درباره معادل‌های استراتیگرافی بین چاه‌ها در کنترل‌های اولیه‌اش تصمیم‌گیری کند.

۲. مقاطع عرضی ساختمانی

مقاطع عرضی ساختمانی وضعیت کنونی سنگ‌ها را نسبت به سطح دریا (به عنوان یک مبنای افقی) نشان می‌دهند.

۳. مقاطع عرضی استراتیگرافی

در مقاطع عرضی استراتیگرافی، لایه‌ها با در نظر گرفتن یکی از آن‌ها به عنوان یک مبنای افقی تطابق داده می‌شوند. این مقاطع حالت‌های همه لایه‌های قدیم‌تر در زمان رسوب‌گذاری لایه مبنا را مشخص می‌کند.

مقاطع عرضی باید در طول خطوط متعدد با نقاط کنترل کافی رسم شوند و نباید صرفاً محدود به جهت شیب (Dip) یا امتداد (Strike) حوضه شوند. گروهی از مقاطع عرضی در راستاهای متفاوت به شکل نمودارهای نرده‌ای (Fence Diagram) ارائه می‌شوند که یک دید تقریباً سه بعدی نسبت به تغییرات جانبی فراهم می‌کند.

با استفاده از نرم‌افزارهای کامپیوتری می‌توان فواصل خالی نمودارهای نرده‌ای را نیز تکمیل نمود و یک مدل منسجم استراتیگرافی ارائه داد.

موفق باشید